



TESIS DOCTORAL

**Marco de referencia para la implementación de
tecnología de redes inteligentes y mapa de inversión.
Caso práctico: Empresa de Alumbrado de Ceuta**

Carlos de Palacio Rodríguez

Ingeniero Industrial por la Universidad Pontificia de Comillas

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y CONTROL
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES
UNIVERSIDAD NACIONAL DE EDUCACIÓN A DISTANCIA

como parte de los requerimientos para la obtención del
Grado de Doctor

2015

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
CONTROL
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES
UNIVERSIDAD NACIONAL DE EDUCACIÓN A DISTANCIA

Título de la Tesis:

**Marco de referencia para la implementación de
tecnología de Redes Inteligentes y mapa de inversión.
Caso práctico: Empresa de Alumbrado de Ceuta**

Autor:

D. CARLOS DE PALACIO RODRÍGUEZ

Ingeniero Industrial por la Universidad Pontificia de Comillas

Director de la Tesis:

Dr. D. ANTONIO COLMENAR SANTOS

Agradecimientos

Agradezco a mi director de tesis, Antonio Colmenar, por su apoyo, confianza y por saberme guiar con maestría durante el trabajo de investigación y publicación. También agradezco sus consejos y colaboración a mis compañeros doctorandos, David Borge y Oscar Monzón.

Quiero agradecer a Javier Gallego, director técnico, así como a su equipo de la Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, por su interés, cooperación y ayuda en el desarrollo y aplicación del caso práctico.

Quiero agradecer su ayuda a mis compañeros de ABB, del equipo de Smart Grids, en especial a Inés Romero y Sergio Lebrón. También a Jesús González, Sergio Asenjo y Javier Pata, por facilitar mi labor investigadora y la colaboración de ABB con la UNED.

Por último agradezco a mi familia, en especial a mi mujer y a mis padres, su apoyo y ánimo durante este periodo como doctorando.

Resumen

La evolución de los sistemas eléctricos hacia redes inteligentes, llamadas “Smart Grids”, se está produciendo actualmente de forma gradual. Además, será un proceso de mejora constante en el futuro, mediante la incorporación progresiva de tecnologías de la información y de las comunicaciones, junto con tecnologías electrotécnicas, tanto actuales como nuevas.

Esta evolución es una necesidad para poder cumplir los objetivos medioambientales, de eficiencia energética, uso de energías renovables o electrificación del transporte, y los objetivos sociales, como el mayor acceso a la electricidad o la democratización de la generación eléctrica, entre otros.

Por otro lado, supone una oportunidad desde el punto de vista económico y de negocio, para los actores que participan en el sistema eléctrico. Estos pueden mejorar su servicio y sus beneficios mediante el uso de las tecnologías de redes inteligentes más apropiadas.

Esta necesidad de desarrollar las redes inteligentes y la oportunidad de beneficios que brindan requiere de inversiones importantes y presenta dificultades para su implementación. Estas inversiones están dificultadas por la incertidumbre, la complejidad, la multiplicidad de las tecnologías, de las aplicaciones disponibles y porque afectan a muchos actores.

La motivación de esta tesis es aportar al estado del arte dentro de la tecnología de redes inteligentes, en el ámbito de la toma de decisiones de implementación. El objetivo de la investigación es facilitar la selección de tecnologías y aplicaciones. Se propone en esta tesis doctoral una nueva metodología y un marco de referencia como herramienta para la toma de decisiones en el entorno de las redes inteligentes.

Los trabajos que se realizan como parte de la tesis han consistido en la investigación y el desarrollo, a partir de resultados en análisis coste-beneficio y modelos de madurez de redes inteligentes previos, de una nueva metodología.

El resultado principal que se ha obtenido es el marco de referencia para la implementación de tecnología de redes inteligentes y mapa de inversión. Esta herramienta se ha validado con su aplicación en un caso práctico, para la Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta S.A. y se ha demostrado su utilidad, presentado en un congreso internacional. Como parte de este marco de referencia, dos metodologías novedosas fueron desarrolladas y publicadas en revistas de impacto. Una de ellas, para el desarrollo de la infraestructura de movilidad eléctrica interurbana y la otra para la evaluación de configuraciones óptimas de microrredes.

Abstract

The evolution of electrical systems towards intelligent networks, called Smart Grids, is currently occurring gradually. This process is expected to be of continuous improvement in the future, through the progressive incorporation of information and communication technologies, combined with electro-technical technologies.

The development of Smart Grids is required to meet environmental goals, on energy efficiency, renewable energy and electrification of transport, and social objectives, such as greater access to electricity or the democratization of power generation, among others.

Besides, the development also represents an opportunity from an economic point of view and for the business actors involved in the electrical system. These companies can improve their service and benefits by using the most appropriate Smart Grid technologies.

The need to develop Smart Grids and the opportunity to provide benefits requires significant investments and presents difficulties for implementation. These investments are hampered by uncertainty, complexity, multiplicity of technologies, applications and because they affect many actors.

The motivation of this thesis is to extend the Smart Grid technology state of the art in the field of implementation decisions. The objective of the research is to facilitate the selection of technologies and applications. A new methodology and a reference framework as a tool for decision making in the environment of Smart Grids is proposed.

The work done as part of the thesis consisted in the research of previous cost-benefit analysis and maturity models, resulting in the development of a new methodology.

The main result is the proposed framework for the implementation of smart grid technology and investment map. This tool has been validated through its application in a case study for the Electric Lighting Company of Ceuta SA and it has proven useful and presented in the proceedings of an international congress. As part of the framework, two novel methodologies, one for interurban electrical mobility implementation and another for microgrid assessment were developed and the results published in peer-to-peer reviewed journals.

Índice General

Resumen.....	i
Abstract.....	iii
Índice General.....	v
Lista de Símbolos, Abreviaturas y Siglas.....	ix
Lista de Figuras.....	xi
Lista de Tablas.....	xiii
1. Introducción.....	1
1.1. Contexto general.....	1
1.2. Contexto personal.....	2
1.3. Objetivos y estructura de la tesis.....	2
1.3.1. Metodología y puntos a analizar en la tesis.....	3
1.4. Contribuciones.....	5
2. Redes inteligentes – Smart Grids.....	7
2.1. Historia y definición de redes inteligentes.....	7
2.2. Implementación de tecnologías. Revisión del estado del arte y tendencias.....	16
2.2.1. Implementación de redes inteligentes, modelos.....	18
2.2.2. Análisis de retornos y valoración de tecnologías.....	24
3. Implementación tecnológica y plan de inversión.....	29
3.1. Definición del modelo.....	29
3.1.1. Tecnologías SG.....	29
3.2. Casos coste-beneficio.....	40
3.2.1. Valoración de microrredes (MG).....	40
3.2.2. Valoración de infraestructura de vehículo eléctrico.....	67

3.3. Encuesta sobre Implementación de tecnologías Smart Grid	102
3.3.1. Selección de expertos.....	102
3.3.2. Desarrollo de la encuesta	103
3.3.3. Resultados	108
4. Caso Práctico: Empresa de Alumbrado de Ceuta	119
4.1. Introducción.....	119
4.2. Estado Actual	119
4.3. Estrategia y Estado futuro deseado	121
4.4. Aplicación del modelo de alineación estratégica.....	124
4.5. Casos de negocio para las tecnologías priorizadas	125
4.5.1. VE como almacenamiento distribuido.....	126
4.5.2. Integración de microrredes	132
4.5.3. Auditorías y Consultoría Cliente	133
4.5.4. Financiación y propiedad de microgeneración.....	134
4.5.5. Sistemas de Automatización de edificios (BMS).....	135
4.6. Plan de implementación	136
5. Desarrollo de aplicación web	139
5.1. Objetivos	139
5.2. Estructura.....	140
5.3. Interfaz de usuario	142
6. Validación	149
7. Conclusiones	151
7.1. Contribuciones y cumplimiento de los objetivos.....	153
7.2. Futuros desarrollos	154
Bibliografía	157

Anexo I: Publicaciones en el desarrollo de la Tesis	173
Anexo II: Pantallas de encuesta realizada a expertos	177
Anexo III: Pantallas de aplicación web	183
Anexo IV: Currículum Vitae	191

Lista de Símbolos, Abreviaturas y Siglas

AC: Corriente alterna (Alternating Current)

AMI: Infraestructura avanzada de contadores (Advanced Metering Infrastructure)

BHCI: Infraestructura básica de carga en autopistas (Basic Highway Charging Infrastructure)

BMS: Sistemas de gestión de edificios (Building Management Systems)

CAPEX: Gastos de inversión den capital (Capital expenditures)

DC: Corriente Continua (Direct Current)

SG: Generación distribuida

DR: Gestión de la demanda (Demand Response)

DSO: Operador del sistema de Distribución (Distribution System Operator)

EAECSA: Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta S.A.

EPRI: Electric Power Research Institute

VE: Vehículo eléctrico

FACTS: Sistemas de transmisión flexible en corriente alterna (Flexible AC Transmission Systems)

FIT: Tarifa fija de venta (Feed-in tariff)

GIS: Sistema de Información Geográfica (Geographic Information System)

HAN: Redes de área de hogar (Home Area Networks)

HEMS: Sistemas de gestión energética de hogares (Home Energy Management Systems)

IEA: International Energy Agency

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers

ISGAN: International Smart Grid Action Network

LCOE: Coste normalizado de la electricidad (Levelized Cost of Electricity)

MDFC: Máxima distancia entre carga rápida (Maximum Distance between Fast Charging)

MG: Microrredes (Microgrids)

NIEPI: Número de Interrupciones Equivalentes de la Potencia instalada

NIST: National Institute of Standards and Technology (NIST)

OPEX: Costes operativos (Operational expenditures)

OSG: Operador del Sistema de Generación

PV: Fotovoltaica (Photovoltaic)

SAIDI: System Average Interruption Duration Index

SAIFI: System Average Interruption Frequency Index

SEI: Software Engineering Institute

SG: Redes Inteligentes (Smart Grid)

STATCOM: Compensador estático Síncrono (Static Synchronous Compensator)

T_{align} : Factor de alineamiento estratégico

TICs: Tecnologías de la Información y de las Comunicaciones

TIEPI: Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada

TSO: Operador del sistema de transmisión (Transmission System Operator)

UE: Unión Europea

UNED: Universidad Nacional de Educación a distancia

V2G: Sistema de conexión de vehículo a la red (Vehicle to Grid)

V2H: Sistema de conexión de vehículo al hogar (Vehicle to Home)

VPP: Planta virtual de generación (Virtual Power Plant)

WEF: World Economic Forum

Lista de Figuras

Ilustración 1: Google Ngram viewer para el uso del término “Smart Grid” (Google, 2015)	8
Ilustración 2: Número de publicaciones con el término “Smart Grid”	8
Ilustración 3: Perspectiva superior de un marco de referencia (GridWise Architecture Council, 2015)	20
Ilustración 4: Proceso de decisión propuesto por el NETL (MG team (actual SGIS), 2009)	22
Ilustración 5: Jerarquía de estrategia en decisión de implementación de tecnología SG.....	24
Ilustración 6: Clasificación de tecnologías.....	30
Ilustración 7: Concepto de MG	41
Ilustración 8: La vivienda inteligente (Smart Home) como MG.....	42
Ilustración 9: Valoración de coste tradicional para MG.	48
Ilustración 10: Paridad de red en demanda y autogeneración	49
Ilustración 11: Paridad de red de demanda y almacenamiento.....	52
Ilustración 12 Precio de mercado con reducción de la demanda	57
Ilustración 13: Ciclo de independencia de red.....	58
Ilustración 14: Paridad de red almacenada y MG permanentemente aislada ..	62
Ilustración 15: Proceso para el plan de implementación de carga rápida en autopistas. MDFC: Maximum Distance between Fast Charge; and BHCI: Basic Highway Charging Infrastructure.	73
Ilustración 16: Categorías de autonomía para VE con carga rápida	76
Ilustración 17: Evolución de la autonomía de la categoría III	78
Ilustración 18: Autonomía en infraestructura de carga y alcance.....	84
Ilustración 19: Concepto de estación de carga off-grid y vehículo de asistencia y carga rápida	87
Ilustración 20: Infraestructura de carga en Estonia (ABB Group, 2013).....	89
Ilustración 21: Mapa de densidad de estaciones de servicio en España (Ministerio de Industria Turismo y Comercio, 2013).....	92
Ilustración 22: Distancias y red de carga en principales ciudades	95

Ilustración 23: Red de carreteras del estado y alcance MDFC, modelo de topología radial.....	96
Ilustración 24: Red de carreteras del estado y MDFC, modelo de alcance individual	97
Ilustración 25: Página principal de la encuesta	106
Ilustración 26: Segunda página de la encuesta.....	107
Ilustración 27: Resultado principios Smart Grid.....	109
Ilustración 28: Resultado características definitorias.....	110
Ilustración 29: Resultado de tecnologías más importantes	112
Ilustración 30: Resultado de valoración del coste-beneficio por tecnología ...	116
Ilustración 31: Resultado, procedencia de los participantes.....	117
Ilustración 32: Diagrama de bloques del proceso seguido	137
Ilustración 33: Página principal de la aplicación	143
Ilustración 34: Página de resultados de búsqueda.....	144
Ilustración 35: Página de información sobre definición de SG	145
Ilustración 36: Pantalla de entrada de datos del plan de inversión.....	146
Ilustración 37: Pantalla de redes sociales de la aplicación.....	147
Ilustración 38: Primera página de la encuesta.....	177
Ilustración 39: Primera parte de la segunda página de la encuesta	178
Ilustración 40: Segunda parte de la segunda página	179
Ilustración 41: Tercera página de la encuesta.....	180
Ilustración 42: Cuarta página de la encuesta	181

Lista de Tablas

Tabla 1. Elementos comunes en la definición de la SG	15
Tabla 2: Lista de tecnologías y funciones	30
Tabla 3: Matriz tecnológica, categoría, beneficios.....	34
Tabla 4: Beneficiarios y valores por tecnología SG.....	38
Tabla 5: Estrategia por tecnología SG	39
Tabla 6: Facilitadores tecnológicos de la integración renovable	51
Tabla 7: Fases de MG conectadas a red	54
Tabla 8: Modelos VE habilitados con carga rápida, año y autonomía. Basado en la información de fabricantes.....	74
Tabla 9: Vehículos, autonomía y ventas acumulados. Basado en IEA 2013, datos de fabricantes y de importación internacional.....	78
Tabla 10: Margen de clima (M_w) valores para condiciones climáticas.....	81
Tabla 11: Valores estimados y multiplicadores del margen de flexibilidad.	82
Tabla 12: Resumen de costes de puestos de carga rápida (Schroeder & Traber, 2012).	86
Tabla 13: Inversiones BHCI.....	98
Tabla 14: Análisis Coste-beneficio	100
Tabla 15: Resultados de beneficios por tecnología.....	114
Tabla 16: Resultado de la valoración, alineamiento estratégico.....	125

1. Introducción

1.1. Contexto general

La presente tesis doctoral se sitúa en un contexto de evolución de las redes eléctricas hacia redes inteligentes. Ésta evolución se ha calificado, incluso, como parte de una tercera revolución industrial (Rifkin, 2011), pero por lo menos se considera una transformación necesaria del sector y de las compañías eléctricas (Fox-Penner, 2010). La transformación es necesaria, puesto que estas redes tienen que acomodar una cantidad de energías renovables y distribuidas cada vez mayor, es decir, por motivos medioambientales. Además, existen motivos sociales que empujan a las redes a ser más inteligentes, como la mayor participación del usuario o el derecho a generar su propia energía. Finalmente, no menos importante, es la necesidad de operar de forma competitiva, eficiente y económicamente viable unos sistemas eléctricos que en muchos casos están envejecidos. En resumen, motivos ambientales, sociales y económicos, que son también los tres ámbitos de la sostenibilidad, en este caso de las redes eléctricas.

Se puede afirmar que el sistema eléctrico está cambiando de una manera acelerada y además de las tecnologías electrotécnicas tradicionales, están apareciendo también soluciones tecnológicas novedosas para mejorar estos sistemas. Resulta muy relevante para todos los actores, que actualmente tienen una muy amplia gama de tecnologías a su disposición, poder determinar cuáles son las opciones más interesantes para conseguir sus objetivos.

En este contexto social, económico, medioambiental y tecnológico, existen las condiciones y existe la necesidad para el marco de referencia que se pretende aportar desde este trabajo.

1.2. Contexto personal

El interés del autor por las redes inteligentes comenzó en 2007, desde la perspectiva de la automatización de la distribución y desde entonces se ha mantenido. El desarrollo del sector en el que ha realizado su labor profesional está íntimamente ligado al desarrollo de las redes inteligentes. Desde su trabajo en productos y sistemas de potencia, en sistemas de generación, para la integración de renovables, también mediante los sistemas de microrredes o actualmente mediante sistemas flexibles de transmisión (FACTS), la perspectiva de la innovación aplicada a los sistemas eléctricos ha sido constante. Junto con la tarea profesional, el autor ha desarrollado una faceta docente e investigadora, como se recoge en el [Anexo IV](#) de la presente tesis. La voluntad de facilitar la evolución de las redes mediante tecnologías novedosas, para beneficiar a sus clientes, y el interés por la investigación de nuevas soluciones son los motivos personales para la realización de esta tesis doctoral.

1.3. Objetivos y estructura de la tesis

El trabajo parte de la hipótesis de que puede establecerse un marco de referencia o metodología de decisión multicriterio para la implementación de tecnologías de redes inteligentes. La multitud de actores implicados, junto con la dimensión de beneficios, intereses y objetivos estratégicos, hacen de este problema un problema complejo. Al mismo tiempo, la importancia de los beneficios esperados, así como la necesidad por motivos medioambientales, económicos y sociales, lo convierten en un problema de máxima relevancia para la investigación y para su aplicación práctica. Es por este motivo que se ha establecido como objetivo el desarrollo una herramienta y se ha validado con la aplicación en un caso práctico.

Los requisitos que se plantean son:

- Definir un modelo de tecnologías de redes inteligentes genérico, que, teniendo en cuenta los aspectos estratégicos y las diferentes tecnologías,

permita establecer una priorización y un marco de implementación valorado técnica y económicamente.

- El modelo será adaptable a diferentes escenarios y para diferentes actores.
- El modelo será validado al aplicarlo en un caso concreto y real.

La estructura de la tesis se compone de esta primera sección introductoria, en la que se explica la motivación de la tesis, los objetivos, metodología y el resumen de las contribuciones. La sección 2 presenta el estado del arte y sitúa la investigación en el entorno científico. En ella, se recogen además las definiciones de redes inteligentes o Smart Grid, los métodos actuales de implementación y las tendencias en esta área. La sección 3 presenta el desarrollo de marco de referencia, el modelo y su aplicación. En ella se describe el modelo desarrollado, explicando los diferentes pasos de los que se compone. En la sección 4 se presenta la validación del modelo, utilizando el caso práctico para la Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta. Esta sección describe el proceso y los resultados de utilizar el marco de referencia en la empresa EAECSA. La sección 5 aborda la propuesta de una aplicación electrónica para la utilización del marco de referencia y la difusión de su contenido.

1.3.1. Metodología y puntos a analizar en la tesis

La tarea principal consiste en construir sobre los modelos existentes de madurez de redes inteligentes, completando la perspectiva económica, además de la social y medioambiental en la implementación de tecnología. Se lleva para ello a cabo una detección de complementos necesarios a estos modelos y en base a ello se desarrolla el marco de referencia propuesto.

Como consecuencia de ello, se define y modela la interrelación entre diferentes áreas de las redes inteligentes y de las compañías, desde la perspectiva de la estrategia y los valores de la compañía. El modelo propuesto aspira a ser genérico y general, pero adaptable a casos reales de compañías

actuando en solo alguna de las áreas de las redes inteligentes o en varias de ellas.

Como estudio práctico, se propone la aplicación del modelo general desarrollado en un caso concreto, sobre la Empresa de Alumbrado eléctrico de Ceuta S.A. (EAECSA). Esta compañía tiene la necesidad de valorar medidas para implementar tecnologías de redes inteligentes de un modo económico y en un marco temporal apropiado. Como una empresa distribuidora actuando en una isla energética, independiente de la red peninsular, el caso es suficientemente acotado y a la vez relevante en cuanto a tecnologías de redes inteligentes.

La metodología para el caso práctico ha seguido los siguientes pasos:

- Se valora la madurez en redes inteligentes de la compañía.
- Se considera la estrategia de la compañía y la estrategia de redes inteligentes, mediante los principales objetivos, pasos intermedios y objetivos de estado finales basados en la estrategia general de la empresa.
- Se determinan los aspectos ambientales y sociales del caso de estudio.
- Las diferentes áreas y tecnologías de redes inteligentes se valoran, así como unas medidas de implementación planificadas.
- El análisis lleva asociado inversiones estimadas (basadas en precios de mercado), impacto (social, ambiental y económico) y el consiguiente retorno para cada medida.
- Para la valoración de tecnologías, se utilizará información de productos y sistemas de ABB, pero no de manera exclusiva.
- Se considerarán recomendaciones de regulación y/o de medidas a adoptar por el operador del sistema o del Mercado en caso necesario.
- Como lista no exhaustiva de tecnologías a valorar en este caso se han considerado:
 - Integración de renovables, microgeneración, conexiones buque-costa, movilidad eléctrica, automatización de distribución, AMI,

HAN, gestión de la demanda, almacenamiento distribuido, gestión de activos, etc.

- El modelo no tiene en cuenta modificaciones regulatorias o de mercado para cambios a futuro.

1.4. Contribuciones

En la elaboración de la tesis se ha contribuido con las siguientes aportaciones:

- La estructuración de la definición de redes inteligentes
- La propuesta de metodología para inversión en tecnología SG
- El marco de referencia para decisiones de implementación de tecnologías SG
- La aportación de un método de implementación de infraestructura de vehículo eléctrico
- La aportación de una metodología para la decisión de implementación de microrredes

Además de la elaboración de la memoria de la tesis, se ha desarrollado un prototipo de aplicación web para mayor difusión del contenido de la investigación.

Los artículos y publicaciones que avalan la tesis se incluyen en el [Anexo I](#).

2. Redes inteligentes – Smart Grids

2.1. Historia y definición de redes inteligentes

El término redes inteligentes (Smart Grids) surge de la adición de tecnologías de la información y comunicaciones (TICs) a las tecnologías convencionales, electrotécnicas, de las redes eléctricas. Como primera aproximación, se puede decir que con mayor información, comunicación y automatización la red se vuelve más “inteligente”.

El término “Smart Grid” ya se utilizaba antes del año 2000, pero desde entonces, su uso se ha multiplicado, desde la comunidad científica al sector energético y al público en general. Uno de los primeros artículos que alimentó la discusión fue "Toward A Smart Grid" (Massoud Amin & Wollenberg, 2004), el cuál resumía la mayoría de los beneficios de la propuesta de redes inteligentes, en 2004. En el año 2006, la Comisión Europea ya definía una estrategia de redes inteligentes (European Commission, 2006), y en 2007, los Estados Unidos publicaban “Energy independence and security act” (Unites States Congress, 2007) definiendo las líneas generales de implementación de las redes inteligentes y los beneficios para la economía americana.

Un ejemplo que muestra el creciente uso del término “Smart Grid” puede verse en el gráfico 1, en el que se ha utilizado el Ngram Viewer de Google (Google, 2015), analizando la presencia en publicaciones del término. Desde 2008 hasta 2015, probablemente el crecimiento de su uso se haya multiplicado aún más, como demuestra por ejemplo que la publicación “IEEE Transactions on Smart Grid” comenzara a editarse en 2010 (IEEE, 2015) así como la creación de la comunidad técnica IEEE Smart Grid, fundada en Enero de 2010, desde donde se afirma que se han publicado desde entonces más de 2500 artículos dedicados a las SG en las publicaciones del IEEE (IEEE, 2015).

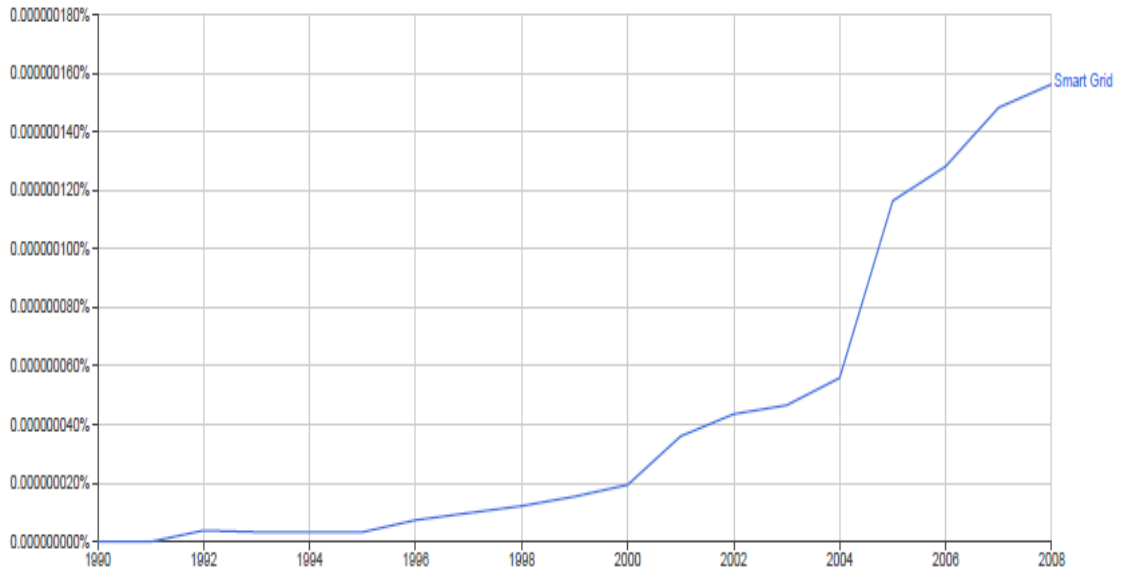


Ilustración 1: Google Ngram viewer para el uso del término "Smart Grid" (Google, 2015)

Respecto de publicaciones científicas, se representa en la ilustración 2 el aumento de publicaciones, utilizando Google Scholar (Google, 2015) y IEEEXplore (IEEE, 2015), actualizado a fecha de Junio 2015.

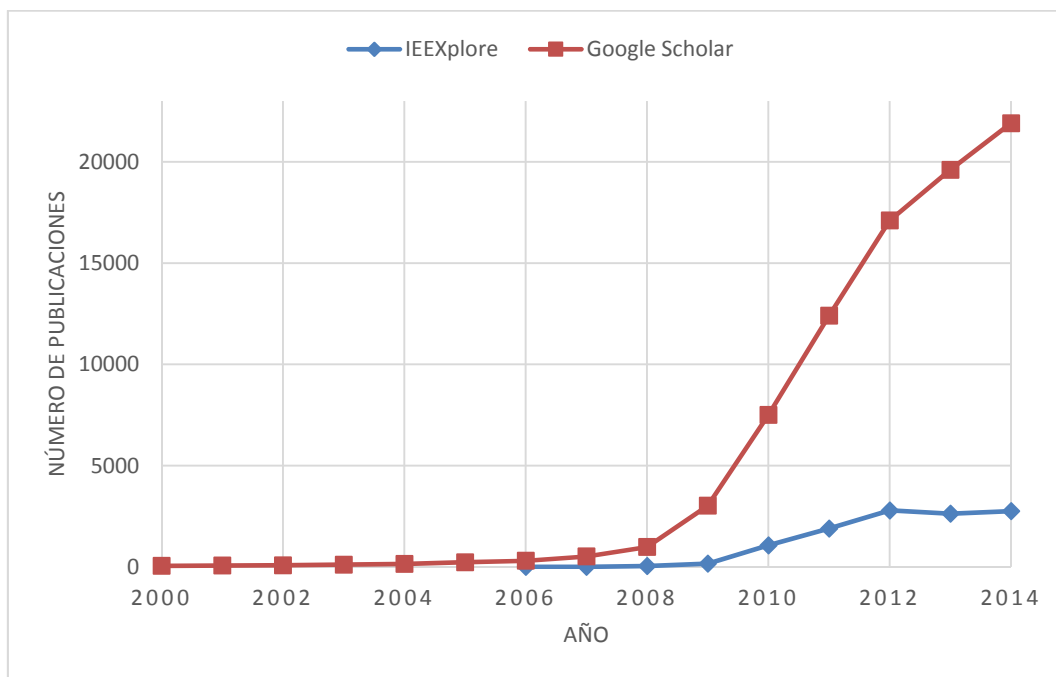


Ilustración 2: Número de publicaciones con el término "Smart Grid"

Aunque se utiliza con profusión, como se ha mostrado, no existe una definición única o generalmente aceptada del término “redes inteligentes” (Virginia Tech, 2013) (IEEE, 2015) (NIST, 2015) sino que cada empresa o institución tiene la suya propia. Como ejercicio de investigación se han tomado las definiciones de los actores más relevantes en el ámbito institucional, el de grandes compañías eléctricas, suministradores de tecnología y consultores, para extraer los elementos comunes con los que definir en este trabajo las SG. Además, se seleccionan los valores, las características que las definen y las tecnologías que forman parte de la SG.

Definición de SG por instituciones y organismos reguladores:

IEEE; Estándar 2030 (IEEE, 2011); “La integración de tecnologías electrotécnicas junto con las tecnologías de información y comunicaciones para una infraestructura energética mejorada, sirviendo el consumo mientras se provee una evolución de aplicaciones para su uso.”

Gobierno de los Estados Unidos (Unites States Congress, 2007) (United States Department of Energy, Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, 2010) and National Electric Manufacturers Association, NEMA (National Electric Manufacturers Association, NEMA, 2015); “La SG es un sistema eléctrico de transmisión y distribución que usa tecnologías digitales y de comunicaciones para mejorar el rendimiento de la red, mientras se facilitan aplicaciones y opciones que benefician al consumidor”.

Departamento de Energía (United States Department of Energy, Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, 2010) y National Energy Technology Laboratory (Miller, 2009) “La SG aplica tecnologías, herramientas y técnicas disponibles hoy para traer conocimiento a la energía, para que funcione de manera más eficiente. La SG no es una “cosa” sino más bien una “visión”. Para estar completa, la visión de la SG debe expresarse desde varias perspectivas, sus valores, sus características y los pasos para llegar a ella. Un aspecto de la SG es su rol como agente de transacción. Esto es, facilitará transacciones

financieras, de información y eléctricas entre consumidores, activos de red y otros usuarios autorizados”.

EPRI, (EPRI, 2011); “Una SG es aquella que incorpora tecnologías de la información y las comunicaciones en cada aspecto de la generación, entrega y consume de la electricidad, para minimizar el impacto ambiental, mejorar los mercados, la fiabilidad y el servicio, reducir costes y mejorar la eficiencia”.

NIST (NIST, 2013); “Es una red modernizada, que permite flujos bidireccionales de energía y utiliza capacidades de control y comunicación en dos sentidos que desembocarán en un abanico de nuevas funcionalidades y aplicaciones.”

World Economic Forum (WEF) (World Economic Forum, 2009): “La Tecnología SG combinará los avances en el sector TIC –sensores integrados, computación y comunicaciones – para obtener un Sistema energético más seguro, eficiente, y resiliente”

Edison Electric Institution (Edison Electric Intitute (EEI), 2015): “Una red digital que entregará energía más fiable a hogares y empresas a través del país. La SG cubrirá de forma más efectiva las necesidades crecientes de la economía digital. Se desarrollará en maneras que sin inimaginables hoy en día.”

European Technology Platform SmartGrids (European Technology Platform SmartGrids, 2010) y la Comisión Europea (European Commission, 2006): “La SG es una red eléctrica capaz de integrar de manera inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a ella – generadores, consumidores y los que hacen ambas – para entregar eficientemente energía sostenible, económica y segura”

International Energy Agency IEA (International Energy Agency, 2011) “Es la infraestructura que permite que la entrega de energía desde las fuentes de generación a los usos finales sea monitorizada y gestionada en tiempo real”

Definición por parte de compañías eléctricas, se toman los siguientes ejemplos:

Xcel Energy (Xcel Energy, 2008): “Es un Sistema que permitirá a la sociedad optimizar el uso de fuentes de energía renovables y minimizar nuestra huella ecológica colectiva. Es una red que tiene la capacidad de detectar cuando una parte del sistema está sobrecargada y redirigir la energía para reducir la sobrecarga y prevenir situaciones de desconexión. Una red que permite comunicación en tiempo real entre el consumidor y la compañía eléctrica, permitiendo optimizar el uso de la energía basado en preferencias de precio o medioambientales.”

Endesa (Endesa, 2015): “Una red eléctrica inteligente es aquella capaz de integrar las acciones de todos los agentes, productores o consumidores, para distribuir energía de forma eficiente, sostenible, rentable y segura.”

Iberdrola (Iberdrola, 2015): “La Red Inteligente es una evolución tecnológica del sistema de distribución de energía que combina las instalaciones tradicionales con modernas tecnologías de monitorización, sistemas de información y telecomunicaciones. Permitirá ofrecer un amplio abanico de servicios a los clientes, mejorar la calidad del suministro, atender a las necesidades en términos de energía eléctrica que va a demandar la sociedad en el futuro y gestionar la distribución de energía de forma óptima.”

REE (Red Eléctrica de España, 2015): “Una red inteligente es aquella que puede integrar de forma eficiente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella, de tal forma que se asegure un sistema energético sostenible y eficiente, con bajas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad de suministro.”

Definición por parte de algunos de los principales suministradores de tecnología:

ABB (ABB, 2015): “La SG es una red evolucionada que gestiona la demanda de energía de una manera sostenible, fiable y económica, construida sobre una infraestructura avanzada y sincronizada para facilitar la integración de todos los implicados.”

Siemens (Siemens, 2015): “SG es la optimización sistemática del sistema energético mediante la provisión de una infraestructura de red inteligente. Tecnologías innovadoras en los campos de las TIC, comunicaciones, automatización y electrificación ferroviaria preparan el camino hacia redes eficientes, distribución eléctrica inteligente, consumo inteligente así como movilidad eléctrica y edificios inteligentes”

Schneider (Schneider Electric, 2015): “La red eléctrica tradicional en el mundo – simple y lineal, con generación centralizada y consume pasivo – está transformándose en un modelo más complejo, interconectado e interactivo”

Alstom (Alstom, 2015): “Las redes eléctricas actuales están evolucionando hacia SG. SG son redes eléctricas inteligentes con un flujo bidireccional de energía e información en tiempo real entre generación, operadores de red y consumidores.”

Cisco (Cisco, 2009): “SG es el nombre del sistema energético inteligente. Cisco lo define como una red conectada, eficiente y fiable, que integra todas las fuentes de generación y consumo. Integración significa comunicación y gestión de flujos de datos enormes en tiempo real y en toda la red. Como internet, pero en vez de dirigir flujos de información, la SG dirige flujos de energía de la manera más eficiente.”

Definición por parte de consultores:

Accenture (Accenture, 2014): “SG es una red más inteligente, digitalizada”

Boston Consulting Group (Klose, Kofluk, Lehrke, & Rubner, 2010): “SG es una red eléctrica que usa las TICs para recopilar y actuar a partir de información, como datos del comportamiento de los generadores y consumidores, en un modo

automatizado, para mejorar la eficiencia, fiabilidad, economía y sostenibilidad de la producción y distribución de energía eléctrica”

Ernst and Young (Ernst&Young, 2012): “La SG es una red eléctrica capaz de integrar de manera inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a ella – generadores, consumidores y los que hacen ambas – para entregar eficientemente energía sostenible, económica y segura.”

McKinsey & Company (McKinsey&Company, 2010): “Una red eléctrica que usa tecnología digital bidireccional para crear un equilibrio más grande en la relación generación/demanda.”

El factor común más importante, y que ya ha sido mencionado, es la integración de las TICs en la red, como clave para hacerla más inteligente. Los valores motivacionales o principios que la mayoría de las entidades resaltan son:

- Evolución: La SG se construye sobre la red existente para mejorar su funcionamiento.
- Eficiencia: La SG entrega la energía con menores pérdidas en todo punto.
- Fiabilidad: La SG debe reducir el riesgo de apagones.
- Resiliencia y seguridad: La SG debe ser resistente a ataques de cualquier tipo y auto-repararse.
- Sostenibilidad: La SG debe estar preparada para el futuro y debe poder integrar todo tipo de generación, especialmente renovable.
- Participación: La SG pretende hacer participar más al usuario de energía en el sistema, y una mejor integración de todos los actores.
- Optimización: La SG tiene como principio la optimización de su funcionamiento.
- Flexibilidad: La SG debe ser adaptable a las condiciones cambiantes del mercado, cambios de población, modos de consumo y nuevos modelos de negocio y aplicaciones.

- Interoperabilidad e inteligencia: La SG debe permitir una comunicación transparente entre todos los dispositivos (con un alto nivel de automatización y control distribuido) y actores implicados.

Desde otro punto de vista, no de valores o cualidades, sino de características y funcionalidades consecuencia de ellas, también se mencionan:

- Permite la participación del consumidor y un mercado más abierto y competitivo.
- Permite nuevos productos, servicios y mercados.
- Está interrelacionada con otras redes como agua y gas.
- Facilita la industria de la movilidad eléctrica.
- Acomoda todo tipo de generación y almacenaje.
- Provee de calidad de energía para la economía digital.
- Optimiza la utilización de los activos y los maneja eficientemente.
- Se anticipa y responde automáticamente a distorsiones del sistema.

Respecto de tecnologías, a las que se hace referencia en las definiciones, los actores incluyen numerosas tecnologías: TICs, vehículo eléctrico, dispositivos y termostatos de usuario, contadores electrónicos e infraestructura de medida, sistemas de información de edificios y hogares, sistemas de generación renovables, sistemas de gestión de la demanda, sistemas de almacenamiento, transporte ferroviario, sistemas de sensores y monitorización de red, electrónica de potencia, sistemas de gestión de datos, cogeneración, etc.

La lista de tecnologías es por tanto muy amplia, y como se describirá en el análisis de la implementación de tecnología, está en constante evolución, aunque pueden agruparse en bloques tecnológicos de generación, transmisión, distribución y consumo eléctrico. Sobre estos elementos tecnológicos, la definición más tecnológicamente neutral se puede encontrar en (Bollen, 2011), “SG es el set de tecnologías, regulación y normativas de mercado necesarias para acometer los retos a los que las redes eléctricas están expuestas en una manera económicamente eficiente”

Realizando una selección de los elementos que se repiten en las descripciones de la SG por los diferentes actores, es posible concluir una definición común. Ésta incluye los principios, características principales y tecnologías que forman parte de la SG según la mayoría de los principales implicados. La tabla 1 recoge esta definición común.

Tabla 1. Elementos comunes en la definición de la SG

Definición	Evolución de la red actual, optimizada mediante el uso de tecnologías electrotécnicas, TICs y mediante la interacción del comportamiento de todos los actores
Principios	Evolución, Eficiencia, Fiabilidad, Seguridad, Sostenibilidad, Participación, Optimización
Características definitorias	Flujo bidireccional y en tiempo real de información y energía Flexible y adaptable, con resiliencia a eventos Facilita mercados y la participación de consumidores Mejora los servicios y permite nuevos productos/servicios a los usuarios Facilita la generación baja en carbono
Tecnologías	TICs, Vehículo Eléctrico, Generación distribuida, Generación Renovable, Tecnología de gestión de la demanda, Dispositivos de usuario final, Almacenamiento energético, Contadores electrónicos

Como hay muchos actores implicados, hay una generación muy abundante de literatura sobre SG, y un desarrollo acelerado de tecnologías, estándares, demostraciones, proyectos piloto e implementaciones reales.

Muchas de las tecnologías están ya en el mercado y utilizándose en las redes eléctricas, tanto en demostraciones como en proyectos piloto, o proyectos convencionales. Sin embargo, no hay tantos modelos o marcos de análisis para valorar e implementar las redes inteligentes desde un enfoque global. A

continuación se revisarán los proyectos de implementación y el estado del arte de los modelos de decisión e implementación.

2.2. Implementación de tecnologías. Revisión del estado del arte y tendencias

Es muy relevante facilitar metodologías y sistemas de valoración de tecnologías SG para empresas de servicios eléctricos y otros actores, puesto que puede facilitar que estas tecnologías se implementen de forma más extendida y acelerada (SGIS, 2011). Esto es interesante puesto que permite alcanzar los beneficios de las SG lo antes posible, lo cual supone un gran impacto económico y ambiental. Con las herramientas adecuadas de decisión, los actores en el ámbito de las SG están mejor preparados para poner en marcha los proyectos que mejor les permiten alcanzar sus objetivos tecnológicos y de negocio.

Múltiples compañías han identificado mucho potencial de negocio en las tecnologías SG disponibles en el mercado, y varios pilotos, como se ha comentado anteriormente, han sido llevados a cabo. Compartir los resultados de rendimiento (SGIS, 2011) y lecciones aprendidas (Giordano, Gangale, Fulli, & Sánchez Jiménez, 2013) de proyectos realizados también puede ser un facilitador de nuevos desarrollos puesto que complementa las herramientas de decisión con experiencia operacional real. Ejemplos de proyectos completados y los resultados pueden verse en la literatura (Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, IET, 2014) (SGIC, 2014) (EPRI, 2011) (US Department of Energy, DOE, 2015). Otros desarrollos SG no son tanta consecuencia de un estudio previo y de la decisión basada en modelos o experimentación sino por obligatoriedad regulatoria, como el caso de implementación de contadores electrónicos en España (Gobierno de España, 2007) o por decisión gubernamental como en el caso de Corea en un plan global (Korean Smart Grid Institute, 2014). Sin embargo, las inversiones convencionales, justificadas por retornos positivos son ya una realidad para ciertas tecnologías SG y ciertos

ámbitos. Siguiendo las recomendaciones mencionadas anteriormente, algunas compañías han compartido su análisis de los retornos y de los resultados para facilitar que otros actores los revisen y adopten (Lewis, 2013), o al menos su hoja de ruta, como por ejemplo el operador independiente del sistema en California (California Independent System Operator, 2010). También se han presentado visiones de futuro y planes de desarrollo tanto a nivel nacional, por ejemplo desde Reino Unido (UK Government Ofgem, 2014), como desde Estados Unidos (Unites States Congress, 2007) y a nivel europeo (European Commission, 2006). Desde la Comisión Europea se ha reconocido la necesidad que se resalta en esta memoria, de pasar de la innovación a la implantación acelerada (European Commission, 2011).

Dado que muchas de las tecnologías son novedosas, la interoperabilidad y la estandarización de estándares son muy relevantes también para la implementación de tecnología SG, como se defiende el IEC (International Electrotechnical Commission, 2010) y se modelaba en 2009 por parte de Qualitylogic y el Grupo Drummond (Mater & Drummond, 2009).

En realidad hay múltiples barreras para el uso de tecnologías SG en las redes. Pueden ser, tanto problemas de financiación por ser tecnologías no suficientemente probadas, como regulatorias, porque los marcos normativos no estén preparados para nuevos modelos de funcionamiento o de negocio y también por intereses enfrentados entre actores, pues como ha sido mencionado, en el ámbito SG están muchos actores implicados.

Los primeros proyectos de implementación considerados propiamente como de SG se centraron en la infraestructura avanzada de contadores (AMI). Antes de ello ya se desarrollaban proyectos de SG con tecnologías como FACTS o de automatización de subestaciones. Estos son ejemplos de tecnologías SG para redes de transmisión, donde se puede afirmar que la red es más inteligente que las redes de distribución y los puntos de consumos, esta evolución y las tecnologías se describen en (Li, y otros, 2010). La tecnología de contadores

electrónicos y lectura automática se asocia, tanto en el ámbito académico como en empresarial, con las SG. La tecnología está disponible desde antes de 1990. Sin embargo, la primera instalación masiva de contadores inteligentes fue el proyecto “Telegestore”, por parte de Enel se completó entre el año 2000 y el 2005, con una implantación de 27 millones de contadores (Enel, 2015) y en Boulder, Colorado, el proyecto empezó en 2008 (SGIC, 2014). Otro ejemplo, que además unificaba los contadores de luz y agua fue el llevado a cabo en Malta desde 2009 (IEEE, 2010). A partir de 2009 y 2010, se han arrancado proyectos con un enfoque aún más integral, que consideran varias áreas de redes inteligentes, como generación distribuida, almacenamiento, movilidad eléctrica y otros. Ejemplos de esto son el proyecto de Smart City Málaga (Endesa, 2015) o el puerto Real de Estocolmo (ABB, 2015). En el primer caso se consideran tecnologías como la generación distribuida, el almacenamiento eléctrico, el coche eléctrico y la automatización tanto de edificios como de hogares. En el segundo, la perspectiva es aún mayor, siendo la SG una parte del concepto de ciudad inteligente, que incluye la construcción innovadora y otros servicios públicos además de la energía eléctrica. No se pretende incluir en esta memoria un repositorio de proyectos, para ello se sugiere acceder los mapas de proyectos en la literatura mencionada anteriormente (SGIC, 2014) (Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, IET, 2014) y en ISGAN (ISGAN, International Smart Grid Action Network, 2015).

2.2.1. Implementación de redes inteligentes, modelos

Algunos artículos resaltan los riesgos (Battaglini, Lilliestam, Bals, & Haas, 2008), barreras (Muencha, Thusb, & Guenthera, 2014) o las incógnitas (Ipakchi & Albuyeh, 2009) que se plantean para la implementación de las redes inteligentes y que ha sido comentado brevemente. Entre ellos, el volumen de inversión necesario, especialmente si se consideran todas las áreas de las redes inteligentes, las modelos financieros inciertos, la falta de casos de negocio, las incógnitas regulatorias y otros obstáculos políticos, así como la inercia del

modelo económico. En el ámbito regulatorio se puede resaltar de las publicaciones al respecto la del consejo de reguladores energéticos europeos (CEER) (Council of European Energy Regulators, 2014), además de la revisión de regulación en Reino Unido, Italia y Portugal que se realiza en (Crispim, Braz, Castro, & Esteves, 2014). Además, para muchas de las tecnologías hay recomendaciones regulatorias, por ejemplo en publicaciones sobre política energética y contadores electrónicos o generación distribuida, en las que se recomiendan incentivos y organización centralizada de la información más que mercado puro (Agrell, Bogetoft, & Mikkersc, 2013). Otros retos, como la definición del estado final/deseado de las redes, la evolución incesante de las tecnologías, la falta de estándares globales y de prácticas empresariales hacen de su implementación una tarea compleja. Por último se deben resaltar los riesgos asociados a la ciber-seguridad, que aparecen al asociar las TIC a las redes eléctricas. Por todo ello, se ha trabajado hasta el momento principalmente en el ámbito empresarial, de consultoría y también desde las instituciones encargadas de promover el progreso tecnológico. Desde el entorno académico no hay tanta literatura sobre implementación de tecnología SG en un ámbito general, como se presenta a continuación.

Como mapas de madurez e implementación de redes inteligentes hay varias herramientas, entre las que son destacables las desarrolladas por el GridWise Architecture Council (GridWise Architecture Council, 2015), el SEI (Software Engineering Institute, 2014), el NIST (NIST, 2010) y NETL (MG team (actual SGIS), 2009).

Gridwise establece un marco de referencia para las SG, centrándose en el concepto “transactive energy” el que define como el sistema formado por mecanismos de control y económicos que permiten el balance dinámico de oferta y demanda a lo largo de toda la infraestructura utilizando el valor como el parámetro operacional principal”. Se centra por tanto en los mecanismos para que funcionen las aplicaciones SG y los mercados de la manera más eficiente en la red eléctrica. Es por tanto una aplicación de SG, que se apoya en la

infraestructura TIC y los dispositivos y sensores de las redes. El marco de referencia describe 4 áreas:

- Regulación y diseño del mercado
- Modelos de negocio y realización del valor
- Concepto de arquitectura
- Infraestructura ciber-física

El modelo de Gridwise superpone el marco de referencia a la implementación, como se muestra en la ilustración 3. Este concepto es el que se asume en este trabajo, que un marco de referencia se superpone al diseño e implementación de tecnología SG.

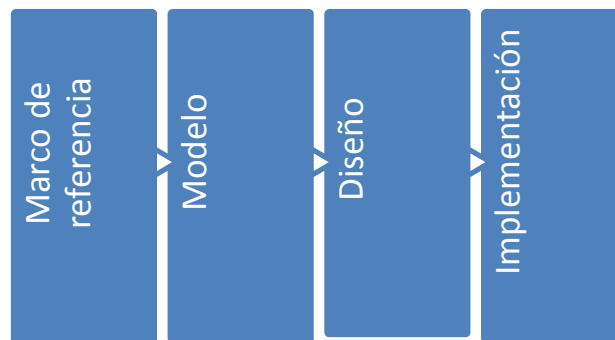


Ilustración 3: Perspectiva superior de un marco de referencia (*GridWise Architecture Council, 2015*)

El NIST definió las prioridades de estandarización para las redes inteligentes, como catalizador de la implementación. En este caso el marco de referencia se centra en los estándares y protocolos como catalizador de la implementación. No está por tanto completando la necesidad de decisiones de implementación de tecnologías sino más bien el desarrollo de estándares, que es un paso previo, que facilita la integración de estas tecnologías.

Cabe resaltar en este trabajo el modelo más completo hasta la fecha para las decisiones de implementación de tecnología SG. El SEI, ha desarrollado y evolucionado un SGMM (Smart Grid Maturity Model). Este modelo está inspirado

en otros similares utilizados en la industria informática y ampliamente comprobados. Define 5 niveles de madurez en 8 áreas de valoración (Software Engineering Institute, 2014) con los que se pretende evaluar el estado de desarrollo en cada área de la compañía que analiza. Los niveles son los siguientes:

- Nivel 0: Por defecto
- Nivel 1: Iniciando
- Nivel 2: Habilitando
- Nivel 3: Integrando
- Nivel 4: Optimizando
- Nivel 5: Pionero

Las áreas de valoración incluyen:

1. Estrategia, gerencia y regulación
2. Estructura y organización
3. Operaciones de red
4. Gestión del trabajo y de activos
5. Tecnología
6. Cliente
7. Integración de la cadena de valor
8. Social y ambiental

Este modelo ha sido aplicado en más de 80 empresas eléctricas mundialmente para ayudarles a definir su estrategia. En efecto, este modelo es actualmente la herramienta más completa a nivel de empresa, para la valoración de madurez de redes inteligentes y para definición de estrategia. Como tal, la investigación y la definición del modelo objeto de la tesis se construirán

teniéndolo en cuenta. Puesto que valora la madurez (estado actual) y ayuda a definir la estrategia (estado objetivo a futuro), el modelo puede ser completado con una herramienta que defina planes y acciones (implementación) sobre este proceso de “navegación” del SGMM. Además, se detecta que en este modelo las decisiones de estrategia se hacen sobre el grado de madurez en cada área, pero la herramienta no ayuda a alinear la estrategia con las tecnologías, en lo que hay una oportunidad de desarrollo.

El modelo NETL se centra en los casos de negocio para seleccionar una hoja de ruta de implantación de SG, siguiendo el proceso que se muestra en la ilustración 4.

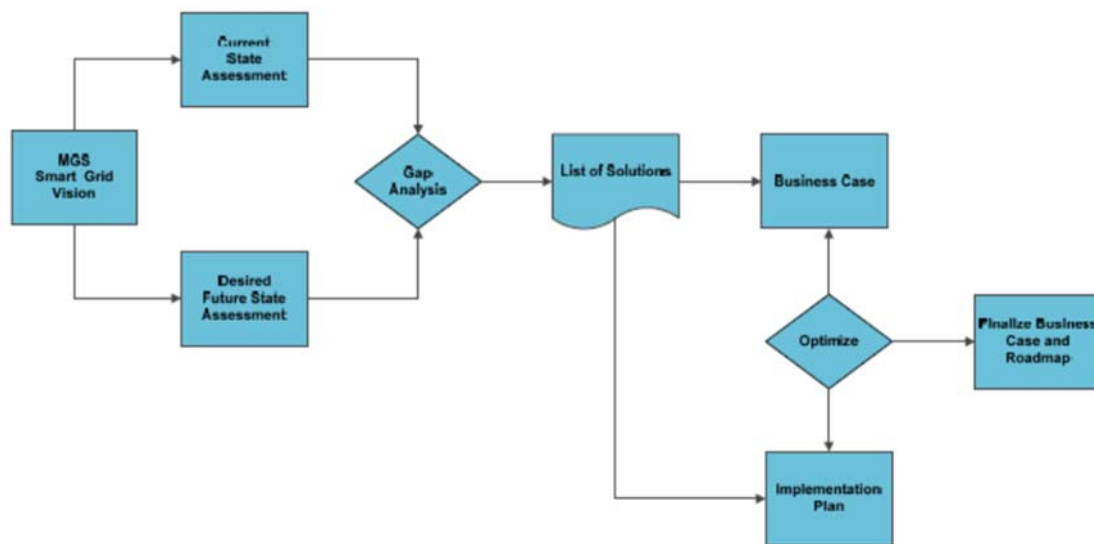


Ilustración 4: Proceso de decisión propuesto por el NETL (MG team (actual SGIS), 2009)

En el ámbito de implantación, también se puede citar el modelo utilizado por el Smart Grid Forum (UK Government Ofgem, 2014) para la visión y la hoja de ruta de SG en Reino Unido desarrolló un modelo paramétrico (Transform Model) para valorar los costes y beneficios de la SG, en términos de ahorro por inversiones en nuevas infraestructuras energéticas, dependiendo de varios escenarios de reducción de emisiones y planes de inversión. Este modelo está centrado en los operadores de redes de distribución, con los que se desarrollaron

los casos de negocio de implantación de SG, principalmente de AMI y aplicaciones para consumidores.

Otra metodología para realizar el plan de desarrollo de SG, desde el punto de vista de la operativa empresarial, es el propuesto por Schneider Electric (Dirkman, 2014). En él se recomienda seguir 5 pasos. Primero, la definición de roles y responsabilidades. Segundo, realizar grupos de trabajo para decidir los requerimientos y objetivos. Tercero, definir las prioridades mediante un caso de negocio. Cuarto, documentar el plan. Quinto, comunicarlo. Se ha considerado que estas recomendaciones son útiles para tener en cuenta en la implantación.

Por último, en estudios recientes se ha planteado un marco de referencia, pero no para evaluar tecnologías y planes de implementación, sino para clasificar y comparar aproximaciones de tecnologías SG (Basso, Gaud, Gechter, Hilaire, & Lauri, 2013).

Al revisar el estado del arte, se observa que la tendencia actual de desarrollo en este ámbito del conocimiento es a construir métodos de decisión para implantar tecnologías SG en base a simulaciones y compartir resultados de experiencias reales.

Basado en modelos de madurez o implantación de redes inteligentes ya desarrollados, que ayudan a valorar el estado de una red, a definir una estrategia de redes inteligentes y un plan, esta investigación se enfoca en el marco de implementación para priorización económica y tecnológica complementando donde sea posible el conocimiento actual. Los ámbitos para aportar sobre el conocimiento que se han determinado han sido, la necesidad de seleccionar las tecnologías SG por alineamiento estratégico y de valores con el actor que debe desarrollar el plan de implementación. Esta conclusión parte de la hipótesis de que la visión y la estrategia SG debe preceder al plan de implementación de SG, y este al programa y los proyectos concretos SG, como queda representado en la ilustración 5. En la literatura sobre estrategia empresarial está aceptado que la estrategia y los valores deben preceder a la definición de planes o proyectos

de negocio. Puede citarse como ejemplo (Zahra & Covin, 1993), donde se afirma que el rendimiento empresarial de una determinada tecnología depende de la estrategia de negocio. Otra cita, como referencia de la importancia de los valores para definir la estrategia y a su vez la implantación de tecnología de manera efectiva la investigación de Jim Collins sobre crecimiento empresarial (Collins, 2001). Se toman estas recomendaciones, que parten de evidencias como son los resultados empresariales, para desarrollar un modelo que parta de la alineación de valores de las tecnologías SG. El marco de referencia que se utiliza en este trabajo es, por tanto, el que se muestra en la ilustración 5.

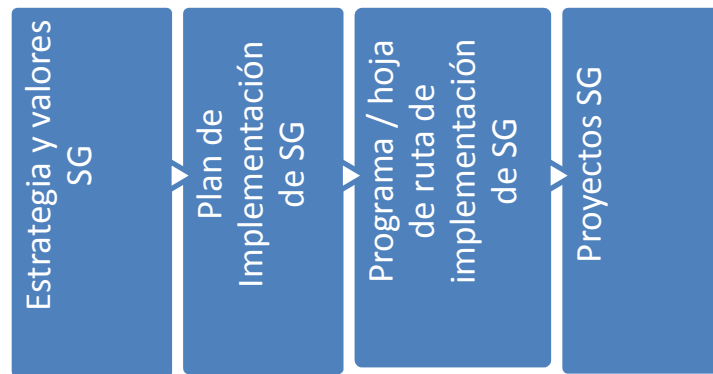


Ilustración 5: Jerarquía de estrategia en decisión de implementación de tecnología SG

2.2.2. Análisis de retornos y valoración de tecnologías

También en el ámbito de calcular los retornos de inversión y los beneficios de las tecnologías SG, para poder modelar la implementación, se ha analizado el estado del arte para determinar dónde es posible una aportación.

Los beneficios de las redes inteligentes han sido identificados y están en constante discusión en la comunidad científica, en pruebas en los negocios y mercados para valorarlos de la mejor manera posible. La mayoría de análisis de impacto y casos de negocio de implementación están dedicados a un área concreta, mientras todas las áreas de las redes inteligentes y de las compañías eléctricas están interrelacionadas. En efecto, es necesaria una perspectiva

sistémica, para alcanzar objetivos políticos y beneficios económicos en el mercado, como se defiende desde el instituto de energía de la Comisión Europea en publicaciones científicas (Giordano & Fulli, 2012). Incluso, en este caso, sólo se están considerando dos ámbitos, las Smart Homes y los VE.

Para poder cuantificar los beneficios en todas las áreas debe considerarse el impacto medioambiental, económico y social. Por ejemplo, la SG es clave para alcanzar el objetivo de una economía baja en carbono (Wang & Huang, 2011) mediante la integración de generación de origen renovable, mayor generación distribuida y participación del consumidor, al que se denomina “prosumidor” como en (Grijalva & Umer Tariq, 2011). La interoperabilidad un factor que se resalta en la literatura, para poder integrar de manera funcional la tecnología SG (Gridwise, 2009). La opinión de que la SG será fundamental para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones es compartida, pero se resalta el informe “Smart 20.20” (The Climate Group, 2008) en el que se calcula la aportación a la reducción de emisiones que puede facilitar la tecnología SG. Hasta 2020, pueden reducir en 2,03 GtCO₂ las emisiones del sector energético. Incluyendo los edificios inteligentes, que el informe mencionado separa, pueden reducirse otras 1,68 GtCO₂. Por tanto, las SG ayudan a acometer la primera consideración de la sostenibilidad, medioambiental, respecto de reducir los efectos del cambio climático.

Respecto del segundo ámbito, el de la sostenibilidad económica, las tecnologías SG permiten aumentar la eficiencia energética, reduciendo el consumo energético. El incremento de la eficiencia tiene el potencial de ahorrar mediante SG, incluyendo edificios inteligentes, una estimación de 462.000 M\$ (The Climate Group, 2008). Aún hay otras estimaciones que valoran el beneficio económico en mayor orden, hasta 2.000.000 M\$ entre 2010 y 2030, sólo en los Estados Unidos (EPRI, Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid. A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid, 2011).

Relacionado con el tercer ámbito de la sostenibilidad, no se tiene en cuenta habitualmente en la literatura de SG, como se puede ver en (World Economic Forum, Smart Grid Task Force, in partnership with Accenture, 2009). Las SG mejoran la accesibilidad, promueven la participación de los consumidores (EPRI, Characterizing and Quantifying the Societal Benefits Attributable to Smart Metering Investments, 2008), y mejoran el acceso a la electricidad, que supone un servicio social básico (MG team (actual SGIS), 2009). Además el uso de tecnologías SG requiere de personal con mayor formación (World Economic Forum, Smart Grid Task Force, in partnership with Accenture, 2010). Por otro lado, una red más fiable y segura, con tecnología SG que permite auto-recuperar el servicio es más socialmente sostenible.

Para que el modelo de implementación de tecnología SG seleccione las opciones más apropiadas, se debe realizar un correcto análisis de coste-beneficio, evaluando los retornos económicos, ambientales y sociales. Este análisis es un problema complejo, como se resalta en (Damon, 2010) y se considera un reto (Bouffard, 2010).

Hasta el momento, se han completado varias estimaciones de valor del retorno que aporta la inversión en SG. El EPRI estimó un ratio de entre 2,8 y 6 a 1, es decir, por cada dólar americano invertido en SG, se pueden obtener entre 2,8 y 6 dólares de retorno (EPRI, 2011). En este informe, la mayoría de los beneficios se relacionaban con fiabilidad y seguridad, reduciendo los costes producidos por interrupciones del servicio eléctrico. Las tecnologías SG que aportaban mejor retorno eran principalmente almacenamiento y gestión de la demanda, aunque la incorporación de generación renovable distribuida también está destacada y es esencial en la reducción de emisiones. Otro informe, realizado por el Instituto Perfect Power de la iniciativa Galvin Electricity (Kelly, Rouse, Nechas, & Wirth, 2012), se enfocaba en la inversión de consumidores, presentando un ratio de 3 a 1. En este caso el retorno económico, se esperaba del incremento en eficiencia y fiabilidad, en un 30%, a partir de inversiones en automatización de hogares y generación renovable.

En el informe “Global Impact Report” (Lewis, 2013), se seleccionaban proyectos concretos en los que se analizaba el retorno a la inversión en beneficios operativos, medioambientales o económicos. En el análisis económico, el proyecto mejor valorado en EEUU tiene una valoración de 250-300 M\$ en el beneficio por retraso de inversión en capacidad. También ahorros anuales por valor de 15 M\$ por la lectura automatizada de contadores, y un ahorro para el consumidor de más de 10,5 M\$ anuales a través de la gestión de la demanda. En resumen, el ratio resulta en 1,5 \$ de retorno por cada dólar invertido en los próximos 15 años.

Otros ejemplos de casos de negocio disponibles hasta la fecha se centran en el caso español. La consultora Accenture publicó el informe “Spain 20.20” en 2012 (Accenture, 2012) en el que para las SG el ratio de coste-beneficio era 1,3:1, es decir, 1,3 € de retorno por cada euro invertido en tecnología SG. En este caso el 89% de los beneficios proviene de ahorro energético, aunque las tecnologías SG que se consideran no son todas. En este caso si considera la monitorización y automatización de red, los contadores electrónicos, la microgeneración y los edificios inteligentes. Cabe resaltar, en línea con los cálculos del informe Smart 20.20 anteriormente mencionado, que los edificios inteligentes se estiman como la mejor inversión con un retorno de 3 a 1. También que la inversión en contadores electrónicos sólo es rentable (2,78 a 1) si se utilizan para conseguir ahorros energéticos, puesto que si sólo se utiliza para AMI desde la distribución, el retorno es de 0,36 euros por cada euro invertido.

Por último se puede citar otro informe de consultoría sobre España, realizado por la consultora BCG para Futured (Boston Consulting Group, 2012), donde el ratio estimado fue de entre 2 y 3,5 euros por cada euro invertido en tecnología SG, sin un desglose por tecnología y caso de negocio.

En la literatura científica, hay estudios de retorno de inversión para tecnologías SG concretas. Por ejemplo, respecto de la inversión en contadores, se resalta lo mismo que ha sido mencionado para España en el caso Europeo

(Faruqui, Harris, & Hledik, 2010). En este ejemplo se resalta que hay un hueco de entre 10 y 25 mil millones entre los 51 que deben invertirse y los beneficios operativos de entre 26 y 41 mil millones. Sólo si se utiliza para reducir puntas de demanda, o para reducir el consumo el retorno podría cubrir la inversión. Otros ejemplos de estos análisis centrados en tecnología concreta puede verse para el almacenamiento eléctrico, como en (Wade, Taylor, Lang, & P, 2010), el caso de los hogares inteligentes (Villefrance, Brandt, Eriksen, & Jorgensen, 2013) o de las estaciones de carga de vehículo eléctrico (Tushar, Saad, Poor, & Smith, 2012).

En resumen, se ha detectado que se puede aportar sobre los modelos de alineación estratégica de tecnologías, en un ámbito global de las SG. Además, que debe considerarse beneficios sociales y que puede complementarse con casos de negocio. A continuación se desarrolla, en la sección 3, el marco de referencia y estas áreas.

3. Implementación tecnológica y plan de inversión

3.1. Definición del modelo

En la sección anterior se ha descrito el estado del arte y se ha determinado que se puede aportar mediante el complemento de los modelos actuales. Esta sección desarrolla el marco de referencia mediante un modelo que permita la elaboración de una estrategia SG y de un plan de implementación.

Se parte de la premisa comentada de que la selección de tecnología SG debe partir de los valores y estrategia del actor que establece el plan, además de las relaciones de beneficios con otros actores.

3.1.1. Tecnologías SG

El punto de partida para poder establecer un modelo de implementación es establecer el listado de tecnologías SG que se consideran. Ya se ha mencionado que hay múltiples tecnologías en diferentes ámbitos y que el avance de la tecnología SG es constante. Un listado que pretende ser exhaustivo es el preparado por el NETL (NETL, 2009) las clasifica en 5 áreas de tecnologías claves: Comunicaciones integradas, Componentes avanzados, Controles avanzados, Sensores y medida y por último interfaces y soporte de decisión mejorados. Esta clasificación incluye tecnologías que pueden estar disponibles en los próximos años (visto desde 2009 algunas lo están, como por ejemplo las microrredes en corriente continua)

Para poder enlazar las tecnologías con los beneficios y estos con los actores, la relación con la estrategia, etc., se utiliza la funcionalidad determinada y de esta parten las características como muestra la ilustración 6.

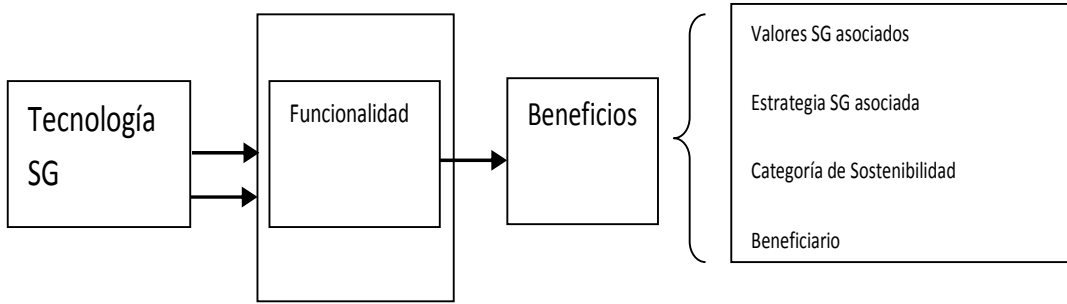


Ilustración 6: Clasificación de tecnologías

La lista de tecnologías que se ha decidido utilizar es la que muestra la tabla 2, elegidas como las más relevantes dentro de la lista completa mencionada. Estas tecnologías se consideran desde el punto de vista del usuario, que puede ser la empresa generadora, la empresa de transmisión, la distribuidora, la comercializadora, empresa de servicios energéticos o consumidor.

Tabla 2: Lista de tecnologías y funciones

Tecnología/Función	Descripción de la funcionalidad
Sistemas de gestión energético en hogares (HEMS)	Visualización del consumo
Sistemas de automatización de edificios (BMS)	Visualización y gestión de los consumos y otros servicios
Dispositivos de gestión de la demanda	Automatización de reducción de picos de demanda
Interrumpibilidad, Gestión de la demanda en generación	Gestión de la demanda para usuarios industriales/comerciales

Formación de usuarios	Formación en ahorro y eficiencia energética
Precios según el tiempo de consumo	Tarifas variables para el consumo
Micro-generación	Autoconsumo, balance neto
Adopción de VE por parte de consumidores	Aumento de consumo de VE en puntos de consumo
Statcom, baterías de condensadores y filtros	Mejora de factor de potencia y calidad de energía
Variadores para consumos de motores	Regulación de consumo y puntas de demanda
Automatización de subestaciones	Comunicación y protección automática en subestaciones
FACTS	Compensación dinámica de potencia reactiva
HVDC	Transmisión en corriente continua de la energía
Almacenamiento energético	Almacenamiento de energía en transmisión
WAMS	Monitorización de área amplia del sistema de transmisión
Software de gestión de activos	Monitorización de estado de activos mediante sensores
Lectura de contadores electrónicos	Uso de información para gestión empresarial
Monitorización de tensión de servicio	Monitorización y gestión de nivel de tensión
Almacenamiento en distribución (volantes de inercia o baterías)	Almacenamiento energía y estabilización de la red

Statcoms	Estabilización de tensión
VE como almacenamiento distribuido	Estabilización de balance energético en la red
Sistemas de reposición de servicio	Automatización de la reposición del servicio
Sistemas avanzados de protección	Esquemas de protección adaptables y automatizados
Sistema de gestión de la distribución (DMS)	Software para gestión de la distribución
Telecontrol de distribución	Control de la red de distribución a distancia
Gestión de activos soportada por sistemas GIS	Monitorización y mantenimiento de activos con localización
Mantenimiento asistido por ordenador	Soporte a equipos de mantenimiento y seguimiento de actividades
Interconexiones de buque a tierra	Conexión eléctrica de buques en puerto
Sistemas de microrred aislada	Permite el funcionamiento independiente de la MG
Consultoría y auditoría energética	Análisis para implantación de medidas de eficiencia
Microgeneración distribuida	Modelo de financiación y propiedad por parte de empresa eléctrica
Sistemas de tarifas flexibles	Tarifas para la modificación del consumo
Sistemas de facturación avanzados	Facturación automatizada, información personalizada e información dirigida a la eficiencia
Información en tiempo real y en remoto a usuarios	Acceso a la información de consumo en tiempo real y en remoto

Virtual Power Plants (VPP)	Sistemas de automatización para integración de generación distribuida en mercados
Sistemas de automatización y optimización de generación (Smart Generation)	Optimización de plantas de generación desde el sistema de control
Sensores de gestión de activos	Monitorización de activos mediante sensores en plantas de generación
Sistemas de predicción de precios de mercado	Sistemas para optimizar la producción de plantas de generación
Sistemas de estabilización e integración en red (Almacenamiento, FACTS)	Cumplimiento del código de red para plantas de generación
Provisión de servicios adicionales	Oferta de servicios de regulación al sistema

La selección de la tecnología más apropiada y con un impacto más beneficioso se realiza utilizando la matriz de la tecnología, creada durante la investigación. La matriz de tecnología se muestra en las tablas que se incluyen a continuación, donde se recogen las categorías y tecnologías. La selección se propone como binaria (sí/no) de aplicabilidad de cada tecnología/función a una categoría definida.

Esto permite un primer acercamiento de las tecnologías adecuado para el usuario, alineando su estrategia y los valores que comparte con las funciones SG. Esta propuesta difiere de las desarrolladas hasta la fecha, pues se da prioridad a las diferentes opciones tecnológicas, en lugar de evaluar la comparación de proyectos concretos. Y en otros modelos se utilizan otros criterios no asociados a las prioridades estratégicas y valores, lo que aquí se considera que debe ser el primer paso.

Tabla 3: Matriz tecnológica, categoría, beneficios

Categoría / Área de la red	Tecnología/Función	Beneficios	Económico	Medioambiental	Social
Consumidor	Sistemas de gestión energético en hogares (HEMS)	Reducción del consumo		1	1
Consumidor	Sistemas de automatización de edificios (BMS)	Reducción del consumo Confort y seguridad	1	1	1
Consumidor	Dispositivos de gestión de la demanda	Reducción del consumo Competitividad del mercado	1	1	1
Consumidor	Interrumpibilidad, Gestión de la demanda en generación	Estabilización de red	1	1	
Consumidor	Formación de usuarios	Reducción del consumo	1	1	1
Consumidor	Precios según el tiempo de consumo	Reducción del consumo			
Consumidor	Micro-generación	Reducción del consumo, reducción de pérdidas, reducción de emisiones, competitividad del mercado	1	1	1
Consumidor	Adopción de VE por parte de consumidores	Aumento del consumo, reducción de emisiones	1	1	1
Consumidor	Statcom, baterías de condensadores y filtros	Mejora de la calidad y reducción de pérdidas	1		
Consumidor	Variadores para consumos de motores	Reducción del consumo	1	1	
Transmisión	Automatización de subestaciones	Reducción de interrupciones y mejora de la restitución del servicio	1		
Transmisión	FACTS	Mejora de la fiabilidad, reducción de perturbaciones	1	1	
Transmisión	HVDC	Reducción de pérdidas, mejora de fiabilidad, reducción de perturbaciones	1	1	1

Transmisión	Almacenamiento energético	Mejora de la fiabilidad, reducción de la punta de demanda	1	1	1
Transmisión	WAMS	Mejora de la fiabilidad y flexibilidad	1		
Transmisión	Software de gestión de activos	Mejora de la utilización y reducción de los costes de mantenimiento	1	1	
Sistema de distribución	Lectura de contadores electrónicos	Mejora de las decisiones de negocio y de ofertas de servicios			
Sistema de distribución	Monitorización de tensión de servicio	Mejora de la calidad y reducción de pérdidas	1	1	1
Sistema de distribución	Almacenamiento en distribución (volantes de inercia o baterías)	Reducción de pérdidas, reducción de punta de consumo, soporte durante faltas	1	1	1
Sistema de distribución	Statcoms	Mejora de fiabilidad y eficiencia	1	1	1
Sistema de distribución	VE como almacenamiento distribuido	Reducción de pérdidas, reducción de punta de consumo, soporte durante faltas	1	1	1
Sistema de distribución	Sistemas de reposición de servicio	Reducción de interrupciones, mejora de la seguridad	1	1	1
Sistema de distribución	Sistemas avanzados de protección	Fiabilidad	1		1
Sistema de distribución	Sistema de gestión de la distribución (DMS)	Mejor restitución y monitorización, reducción de costes	1		
Sistema de distribución	Telecontrol de distribución	Prevención de daños en faltas, prevención de interrupciones, protección de activos y seguridad del personal de servicios	1		1
Sistema de distribución	Gestión de activos soportada por sistemas GIS	Optimización de activos y reducción de costes de mantenimiento	1	1	1
Sistema de distribución	Mantenimiento asistido por ordenador	Mejora de la seguridad. Y mejora de la gestión de activos	1		1

Sistema de distribución	Interconexiones de buque a tierra	Mejora de la eficiencia y reducción de emisiones	1	1	
Sistema de distribución	Sistemas de microrred aislada	Mejora de la fiabilidad y eficiencia	1	1	1
Comercialización / servicios energéticos	Consultoría y auditoría energética	Mejora de decisiones, ofertas y segmentación de clientes	1	1	1
Comercialización / servicios energéticos	Microgeneración distribuida	Reducción del consumo	1	1	1
Comercialización / servicios energéticos	Sistemas de tarifas flexibles	Mejora de la eficiencia, reducción de pérdidas	1	1	1
Comercialización / servicios energéticos	Sistemas de facturación avanzados	Satisfacción del cliente	1		1
Comercialización / servicios energéticos	Información en tiempo real y en remoto a usuarios	Satisfacción del cliente, operational cost reduction, efficiency	1		1
Comercialización / servicios energéticos	Remote real time info to customers	Reducción del consumo, satisfacción del cliente	1	1	1
Generación	Virtual Power Plants (VPP)	Mejora de la integración renovable, reducción de emisiones	1		
Generación	Sistemas de automatización y optimización de generación (Smart Generation)	Mejora de la integración renovable, reducción de emisiones, mejora de la eficiencia y reducción de costes de mantenimiento	1	1	1
Generación	Sensores de gestión de activos	Mejora de la utilización, reducción de costes de mantenimiento	1	1	
Generación	Sistemas de predicción de precios de mercado	Mejora de la planificación y la operación	1		
Generación	Sistemas de estabilización e integración en red (Almacenamiento, FACTS)	Mejora de la integración renovable y balance de generación	1	1	
Generación	Provisión de servicios adicionales	Mejora de la fiabilidad, de la calidad, reducción del coste energético, reducción de inversión en capacidad	1	1	1

La selección del beneficiario es relevante desde el punto de vista de la decisión de inversión y de quién se beneficia de la inversión. Para la valoración de las tecnologías en función del beneficiario, de los valores y de la estrategia, se incluyen también estas opciones en la tabla, como recoge la tabla 4 y la tabla 5.

Para la cantidad de variables, esta metodología demuestra ser suficientemente simple, ya que cada tecnología (en general, no de proyecto) puede ser evaluada en comparación a todas las demás, para todos los criterios de la matriz.

El modelo más adecuado para esta selección es el de priorización. De esta manera, el usuario del modelo selecciona las prioridades en orden para cada categoría (categoría de beneficios, beneficiario, valores SG y estrategia de compañía) y en cada una se asigna un valor de orden a cada elemento. El cálculo de la alineación se realiza matricialmente siguiendo (1). En ella, “b” es la relación binaria entre cada una de las funciones de la SG y la categoría de los beneficios, los beneficiarios, valor y la estrategia y g es el factor de priorización que se ha asignado a los elementos de cada categoría.

$$Talign = \sum (b \times g) \quad (1)$$

De este cálculo se obtiene un valor de alineamiento, aunque se puede desglosar la suma por cada categoría, es decir, alineamiento estratégico, de valores, de beneficiario y de sostenibilidad. El resultado es una priorización de opciones tecnológicas de SG, sobre la que el siguiente paso es realizar un análisis coste-beneficio.

Tabla 4: Beneficiarios y valores por tecnología SG

Tecnología/Función	Beneficiario						Valores de tecnología SG									
	TSO	Compañías de generación	Distribuidora	Comercializadora	Consumidor	Sociedad	Eficiencia	Fiabilidad	Seguridad	Calidad	Beneficio	Optimización	Innovación	Sostenibilidad ambiental	Responsabilidad social	Participación del cliente
Sistemas de gestión energético en hogares (HEMS)	1		1		1	1	1							1		1
Sistemas de automatización de edificios (BMS)			1	1	1	1	1		1	1	1	1	1	1	1	
Dispositivos de gestión de la demanda			1	1	1	1		1	1	1	1	1	1		1	1
Interrumpibilidad, Gestión de la demanda en generación	1		1					1	1			1	1			1
Formación de usuarios												1				
Precios según el tiempo de consumo			1				1					1		1	1	1
Micro-generación			1		1	1						1				1
Adopción de VE por parte de consumidores	1	1	1	1	1	1	1					1		1	1	1
Statcom, baterías de condensadores y filtros	1		1		1	1	1	1		1	1	1		1		
Variadores para consumos de motores					1	1	1					1	1		1	
Automatización de subestaciones	1		1	1					1	1	1					
FACTS	1	1	1				1									
HVDC	1	1	1				1	1		1	1	1	1	1		
Almacenamiento energético	1	1			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
WAMS			1									1	1			
Software de gestión de activos	1	1	1	1			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Lectura de contadores electrónicos			1	1	1	1				1	1	1	1	1	1	1
Monitorización de tensión de servicio	1		1		1		1	1	1	1		1				
Almacenamiento en distribución (volantes de inercia o baterías)	1		1			1	1	1	1	1		1		1		
Statcoms			1				1	1		1		1	1			
EV como almacenamiento distribuido	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sistemas de reposición de servicio	1	1	1	1	1	1	1		1	1	1	1	1		1	
Sistemas avanzados de protección	1	1	1	1	1	1	1		1	1	1	1	1		1	
Sistema de gestión de la distribución (DMS)			1		1		1	1		1		1				
Telecontrol de distribución			1	1	1	1	1	1		1		1	1			
Gestión de activos soportada por sistemas GIS			1				1	1	1	1	1	1	1	1		
Mantenimiento asistido por ordenador		1	1		1		1	1	1	1	1	1	1		1	
Interconexiones de buque a tierra			1	1	1	1	1			1	1	1	1	1	1	
Sistemas de microrred aislada		1	1	1	1	1	1	1		1	1	1	1	1	1	1
Consultoría y auditoría energética				1	1	1	1				1	1	1	1	1	1
Microgeneración distribuida				1	1	1	1	1		1	1	1	1	1	1	1
Sistemas de tarifas flexibles			1	1	1	1	1	1			1	1	1	1	1	1
Sistemas de facturación avanzados			1	1	1	1	1				1	1	1		1	1
Información en tiempo real y en remoto a usuarios				1	1	1	1	1		1	1	1	1		1	1
Remote real time info to customers				1	1	1	1	1		1		1	1		1	1
Virtual Power Plants (VPP)	1	1	1				1	1				1	1	1		
Sistemas de automatización y optimización de generación (Smart Generation)			1				1	1	1	1	1	1	1			
Sensores de gestión de activos			1				1	1	1	1	1	1	1			
Sistemas de predicción de precios de mercado			1		1					1	1	1				
Sistemas de estabilización e integración en red (Almacenamiento, FACTS)	1	1		1				1		1	1	1	1	1		
Provisión de servicios adicionales	1	1			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		

Tabla 5: Estrategia por tecnología SG

Tecnología/Función	Valores de estrategia									
	Crecimiento	Bajo coste	Diferenciación o ventaja competitiva	Diversificación	Segmentación	Reestructuración	Excelencia operativa	Liderazgo de producto	Intimidad con el cliente	Innovación
Sistemas de gestión energético en hogares (HEMS)	1	1	1						1	1
Sistemas de automatización de edificios (BMS)	1				1		1	1	1	1
Dispositivos de gestión de la demanda		1		1			1		1	
Interrumpibilidad, Gestión de la demanda en generación		1					1		1	1
Formación de usuarios		1	1	1	1				1	1
Precios según el tiempo de consumo		1	1	1	1			1	1	1
Micro-generación	1	1		1		1			1	1
Adopción de VE por parte de consumidores	1		1	1	1			1	1	
Statcom, baterías de condensadores y filtros										
Variadores para consumos de motores		1					1			
Automatización de subestaciones							1			1
FACTS							1	1		1
HVDC	1		1				1	1		1
Almacenamiento energético				1			1	1		1
WAMS					1		1	1		1
Software de gestión de activos		1			1	1	1	1		1
Lectura de contadores electrónicos	1		1	1	1		1		1	1
Monitorización de tensión de servicio							1	1		
Almacenamiento en distribución (volantes de inercia o baterías)			1	1			1	1		1
Statcoms							1			1
EV como almacenamiento distribuido	1	1	1	1	1		1	1	1	1
Sistemas de reposición de servicio							1	1		1
Sistemas avanzados de protección					1		1	1		1
Sistema de gestión de la distribución (DMS)	1						1	1		1
Telecontrol de distribución			1				1	1		1
Gestión de activos soportada por sistemas GIS	1	1	1			1	1	1		1
Mantenimiento asistido por ordenador	1	1		1		1	1			1
Interconexiones de buque a tierra	1		1	1				1		1
Sistemas de microrred aislada	1	1	1	1	1	1	1		1	1
Consultoría y auditoría energética	1		1	1	1			1	1	1
Microgeneración distribuida	1		1	1	1		1	1	1	1
Sistemas de tarifas flexibles	1			1	1		1	1	1	1
Sistemas de facturación avanzados	1	1			1			1	1	1
Información en tiempo real y en remoto a usuarios		1	1		1		1	1	1	1
Remote real time info to customers	1							1	1	1
Virtual Power Plants (VPP)	1	1	1	1	1		1			1
Sistemas de automatización y optimización de generación (Smart Generation)		1				1	1	1		1
Sensores de gestión de activos		1					1			1
Sistemas de predicción de precios de mercado	1	1				1	1			1
Sistemas de estabilización e integración en red (Almacenamiento, FACTS)	1		1	1	1		1	1		1
Provisión de servicios adicionales	1		1	1	1		1	1		1

3.2. Casos coste-beneficio

Como ya se ha explicado en la sección 2, se han realizado estudios sobre el coste-beneficio de diferentes tecnologías SG y también hay modelos existentes para tener en cuenta al realizar estos análisis.

Para ello, se incluye en este modelo el conocimiento hasta la fecha y en este apartado se complementa sólo con las aportaciones originales; en el ámbito de la integración de microrredes en las SG y el de implantación de infraestructura de recarga de vehículo eléctrico.

3.2.1. Valoración de microrredes (MG)

Las MG son grupos de unidades diversas de generación, almacenamiento y cargas que operan como un único sistema controlable (Lasseter, 2002). El tamaño de MG puede ser un solo hogar, un edificio, una comunidad, una ciudad o una isla. La Ilustración 7 muestra el concepto general de un MG vinculado a una red principal a través de un solo punto de acoplamiento. Como se mencionó anteriormente, una casa inteligente, tal como se representa en la ilustración 8, se puede considerar un MG porque puede integrar generación y almacenamiento además de los consumos, así como la automatización del hogar (HEMS) y la medición inteligente (Molderink, Bakker, Bosman, Hurink, & Smit, 2010) (Benzi, Anglani, Bassi, & Frosini, october 2011).

La MG puede ser aislada o estar conectada a una red más grande a través de una o más interconexiones, y, además, una MG puede tener la posibilidad de desconectar de esta red más grande y funcionan como una unidad en isla. Los sistemas MG y sus funcionalidades se están desplegando de una manera creciente (Grijalva & Umer Tariq, 2011) debido a los beneficios que aportan a la gestión de las redes.

Como uno de los objetivos es la optimización del consumo de energía, los investigadores han desarrollado hasta hoy algoritmos para la optimización de las operaciones de MG. El objetivo es reducir los costos de energía en su conjunto,

mediante la gestión del almacenamiento, suministro de la red y la generación (Bidram & Davoudi, Hierarchical Structure of Microgrids Control System, 2012) (Sao & Lehn, 2008). Las fluctuaciones en el precio de la energía de la red implican diferentes estrategias, como el almacenamiento de energía a bajo precio, aparte de la venta del exceso de microgeneración de energía (Chen, 2012).

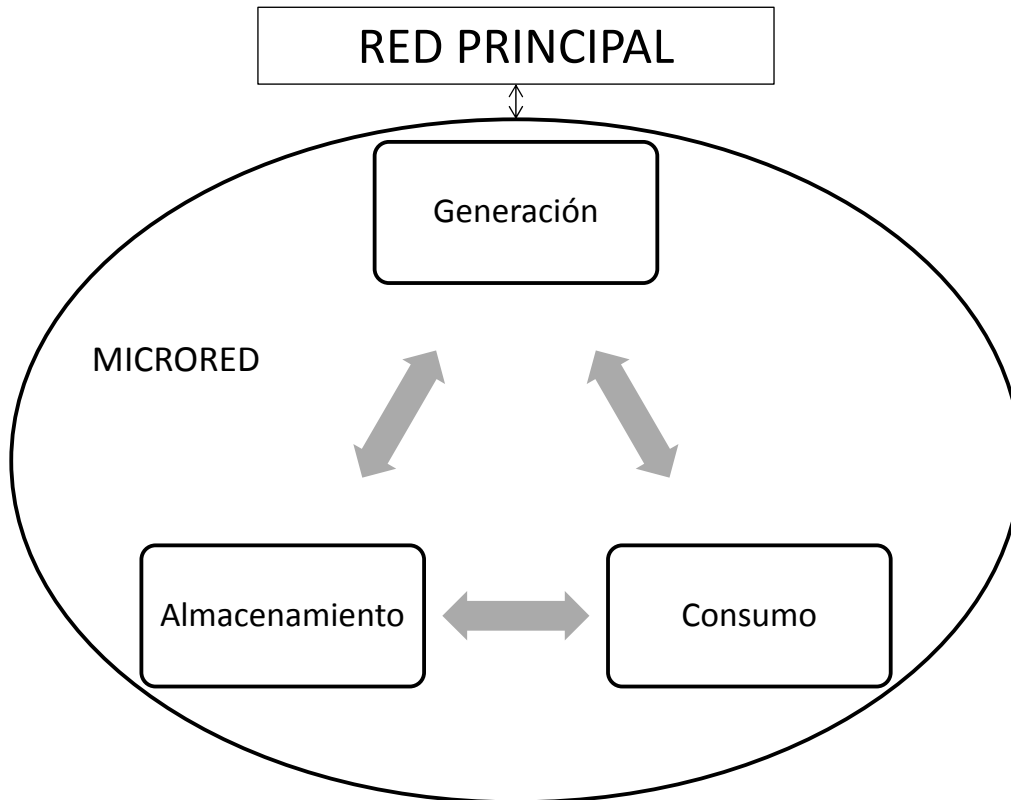


Ilustración 7: Concepto de MG

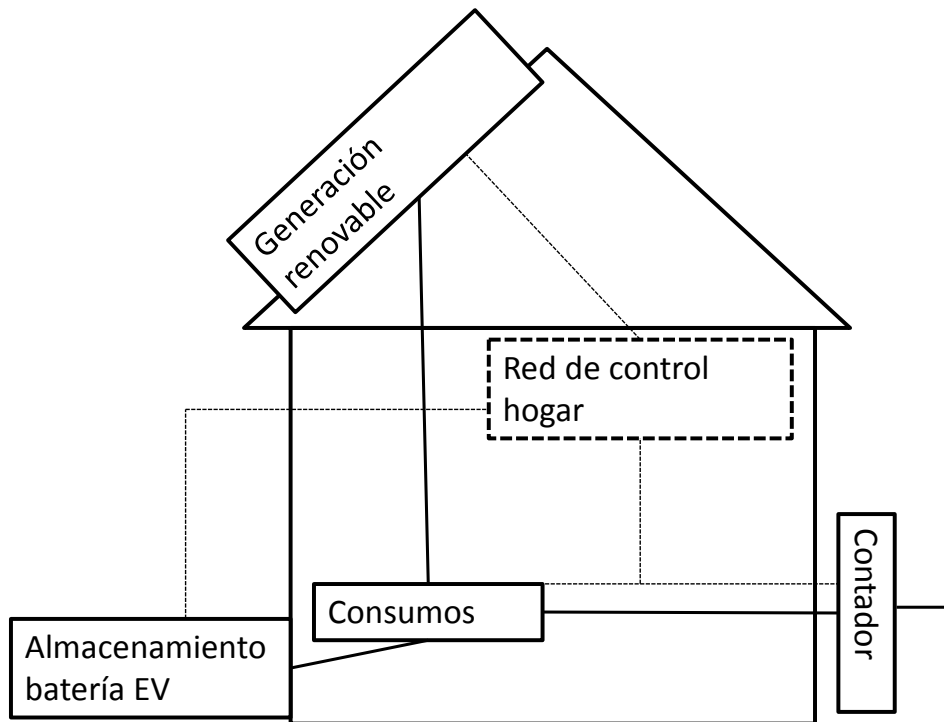


Ilustración 8: La vivienda inteligente (Smart Home) como MG

Las motivaciones del desarrollo de MG son:

- La mayor competitividad de generación distribuida (DG) y la microgeneración, en comparación con el aumento de precio de la red.
- Las metas de reducción de emisiones de CO₂ y las metas de integración de energías renovables.
- La necesidad de una mayor fiabilidad y de sistemas de alimentación ininterrumpida.
- Mayor conciencia de los aspectos ambientales del consumo de energía y la necesidad de medidas de eficiencia energética.
- La competitividad de las tecnologías de monitorización, control y comunicación para la gestión de las MG.

El primer motivo es el principal motor, pero sólo es cierto para MG donde microgeneración disponible tiene un precio competitivo con el precio de la red. La razón de que las MG no se estén aplicando masivamente en este momento es que esta competitividad sólo está empezando recientemente a ser real en algunas regiones. Además, incluso cuando la competitividad es un hecho, el marco regulatorio puede disuadir el desarrollo de microgeneración, por ejemplo, si la generación en redes de baja tensión está prohibida. Las importantes inversiones iniciales para la microgeneración y la necesidad de financiación que implican, suponen también un inconveniente para estos sistemas, e influyen en que no estén ampliamente implementados. El uso de la MG es por lo tanto un modo de reducir el costo energético del usuario final, de reducir la dependencia de las importaciones de energía y de mejorar la fiabilidad. En el más simple de los casos, la agregación de los consumidores en un consumo de MG con una sola interfaz para el mercado de la energía puede conducir directamente a precios de electricidad más bajos a través de la negociación del mercado minorista. Además, la fiabilidad aumenta cuando las MG son capaces de operar desconectadas de la red en caso de indisponibilidad de la red. Incluso, estas MG permiten la restauración más rápida de la red en caso de desconexión (Zeineldin, El-Saadany, & Salama, 2005). Una MG tiene la posibilidad de seguir indicaciones del Operador del sistema (TSO) y del Operador del Sistema de Distribución (DSO) para regular la carga mediante la gestión de la demanda, o mediante la oferta al mercado de servicios auxiliares al poder operar como una planta virtual de energía (Paudyal, Cañizares, & Bhattacharya, 2011). Otros beneficios sociales de las MG incluyen, accesibilidad, reducción de emisiones y creación de empleo. Las MG en redes aisladas permiten el acceso a la electricidad, lo que se considera como un bien de primera necesidad. En estos casos, facilitar el acceso a la electricidad es un beneficio social para localizaciones que de otro modo no tendrían suministro.

Si se analizan los beneficios de MG desde el punto de vista de las partes interesadas, todos tienen diferentes perspectivas. Para el TSO, el interés

principal es la reducción de la carga en los momentos de pico de demanda y la reducción las pérdidas de transmisión. El Operador del Sistema (OSG) se beneficia si la capacidad de respuesta de la demanda se incluye en la MG, puede suponer una mejora de la competitividad del mercado y una mayor fiabilidad de la red. Los DSO se benefician de la reducción de los picos de carga, la carga total de la red de distribución y la reducción de pérdidas en sus redes. Baja carga implica menos calentamiento en los equipos, por lo que se aumenta la vida útil de los activos. Un problema al que se puede enfrentar el DSO es el flujo de energía inversa, si la DG aumenta por la proliferación de MG (Moore & McDonnell, 2007). Los minoristas de energía o comercializadores, ven un problema de la reducción de los ingresos por ventas de energía salvo que estén participando activamente en los recursos MG o de financiación como un proveedor de servicios de energía (Fox-Penner, 2009). Los beneficios para el proveedor de servicios de energía incluyen la oportunidad de capturar la inversión y la operación de la MG como un servicio para los usuarios finales (Fox-Penner, 2010).

Tras poner de relieve los beneficios y problemas, hay que mencionar que el desarrollo de MG conlleva posibles riesgos también. Se estima que en la actualidad alrededor de 3 GW en potencia instalada mundial (Pike Research, 2012) Una mayor implantación tiene riesgos asociados con la interoperabilidad y la coordinación de las MG y la red. Los problemas en la interoperabilidad o la comunicación, así como la seguridad de los datos podría poner la fiabilidad MG bajo riesgo. Por otra parte, la inclusión en la MG de generación y almacenamiento multiplica las localizaciones en las que se requiere servicio de mantenimiento y se transfiere una parte del riesgo de problemas de fiabilidad del OSG al operador MG.

La metodología propuesta, presentada en este documento, tiene el objetivo de determinar la configuración MG más adecuada, en base a los costos y las condiciones reglamentarias de la red. El objetivo es la reducción del costo total

de la energía, utilizando el coste normalizado de la electricidad (LCOE) para la MG. Por tanto, la metodología se basa en el análisis económico.

Una configuración MG puede ser determinada por el porcentaje de microgeneración, el porcentaje de almacenamiento y el estado de modo isla. Por ejemplo, teniendo la configuración de una MG aislada, tal como una instalación militar remota, que tiene 100% autogeneración, pueden tener un porcentaje variable de capacidad de almacenamiento y el estado de modo isla es permanente.

Con el fin de evaluar la tecnología MG y el mercado, es habitual analizar las características de carga, las características de microgeneración, los componentes de almacenamiento (Chen, 2012), la gestión y el control (Bidram & Davoudi, 2012) (Sao & Lehn, 2008), así como la interfaz de red (Zeineldin, El-Saadany, & Salama, 2005). Por lo general, las medidas más rentables son, primero, la gestión de la carga, segundo, la inclusión de microgeneración, tercero, el almacenamiento, y finalmente la interfaz para modo isla. Sin embargo, en modo isla se requiere necesariamente la microgeneración en la MG, aunque el almacenamiento puede no ser necesario. La tecnología utilizada para la microgeneración depende de la ubicación de la MG, y la consiguiente disponibilidad de energía solar, eólica o de suministro de gas natural para el combinado de calor y electricidad (CHP). El detonante de la instalación de estas tecnologías de generación será la relación coste/beneficio de los diferentes sistemas.

3.2.1.1 Descripción y LCOE

Se ha mencionado que la MG puede clasificarse utilizando las variables de porcentaje de autogeneración, el porcentaje de almacenamiento y la posibilidad de funcionamiento en modo isla. Además, el concepto MG puede incluir toda la energía en la MG, es decir, la energía de calentamiento requerida en los edificios y otros combustibles utilizados para el transporte en la MG. Si se utiliza la cogeneración, el costo de la energía total se ve afectada, no sólo por la

autogeneración de electricidad. Para definir completamente la configuración MG, es posible incluir la relación de la electrificación y la penetración renovable. Siguiendo este esquema, un MG que consiste en un hogar residencial puede tener un 50% de penetración de renovables, siendo conectado a la red de forma permanente, con medición neta y una relación de electrificación 100% por el uso de una bomba de calor y un vehículo eléctrico, sin funcionalidad V2G para la red, de modo que el almacenamiento eléctrico para la red es 0.

El coste normalizado de la energía (LCOE) utilizado para esta metodología de evaluación sigue (2)

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t + G_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2)$$

donde " I_t " son los gastos de inversión en año " t ", " M_t " son los gastos de operación y mantenimiento de la MG en el año " t ". " F_t " son los gastos de combustible en el año " t " y " G_t " son los gastos de energía suministrada por la red. " r " es la tasa de descuento, " E_t " es el consumo total de energía en el año " t " y " n " es la vida útil del sistema de MG. La fórmula se puede utilizar para el coste completo de energía como en (2), o aplicado a parte de los costos de energía para la MG. Por ejemplo, la $LCOE_a$ incluiría sólo la energía de autogeneración (E_t), y G_t sería 0. La red $LCOE_g$ sólo tener en cuenta el G_t , y la energía suministrada desde la red. En este ejemplo simple, $LCOE_g$ se calcula con " G_t " como los costes de compra de energía cada año, y " E_t ", la energía consumida cada año " t ". El $LCOE_a$ para un determinado porcentaje de penetración de autogeneración incluiría la inversión en el año 1, " I_t " y el mantenimiento de todos los años de funcionamiento. En el caso de sistemas de generación renovable, se considera normalmente un valor de 20 años. Si la nueva generación local es renovable, " F_t " sería 0, y el " E_t " incluiría la energía que se espera de la instalación local generación. En el caso de almacenamiento, que se incluye como parte de " I_t " para la inversión inicial de almacenamiento. El mantenimiento del sistema de almacenamiento sería incluido como parte de " M_t ". El cálculo del $LCOE_s$, para la

energía almacenada, consideraría sólo el " E_t " de la energía almacenada, entregada, la inversión y el mantenimiento de la unidad de almacenamiento. Un razonamiento similar para el cálculo debe ser considerado para las inversiones en control y automatización en la MG, incluidos como inversión y costos de operación y mantenimiento en el cálculo.

3.2.1.2. Evaluación de autogeneración y almacenamiento

La autogeneración se define aquí como la generación distribuida incluida en la MG para el autoconsumo. El nacimiento de la autogeneración en el mercado de sistemas eléctricos, forma parte de la evolución de los sistemas eléctricos hacia una SG (Heydt, 2010), y se debe principalmente a dos factores:

- Inaccesibilidad de conexión a la red o conexión costosa en comparación con la instalación fuera de la red
- LCOE de autogeneración (distribuida o microgeneración) menor que el precio de red

El segundo caso, menor LCOE, es la principal razón para el aumento de autogeneración y este disparador también se conoce comúnmente como la paridad de red en la demanda. Una vez que se alcanza esta paridad de red para un consumidor, la decisión de aumentar autogeneración mejora la relación coste-beneficio del sistema y por tanto es un controlador para la aplicación. La decisión no se basa exclusivamente en esta razón económica, ya que otros factores, como la comodidad, la financiación o la adecuación física pueden influir en las decisiones.

En los sistemas de red desarrollados, el aumento del porcentaje de la energía autogenerada ha aumentado tradicionalmente los costes totales de energía. Esto, a causa de un coste no competitivo de la microgeneración y almacenamiento, como se muestra en la ilustración 9. En este caso base, los aumentos en los costes de energía son más acusados para inversiones iniciales de poca capacidad en autogeneración y en almacenamiento (I_t). Debido a las economías de escala en la oferta y los costos fijos de proyectos, la inversión para

el pequeño aumento inicial de la penetración es relativamente mayor que el de mayor capacidad. El aumento gradual en el precio total es debido al mayor "LCOE" de autogeneración y los costos de energía, incluso superior si ésta es almacenada. Pero las reducciones de precios, principalmente en la microgeneración renovable, junto con el aumento de los costos tradicionales de generación ya ha provocado un cambio en algunos mercados (Colmenar, 2012). Al considerar la autogeneración combinada de electricidad y calor (cogeneración), el cálculo económico tiene que tener en cuenta no sólo la energía que no se consume de la red sino también el combustible si se utiliza para la calefacción en la ecuación (2).

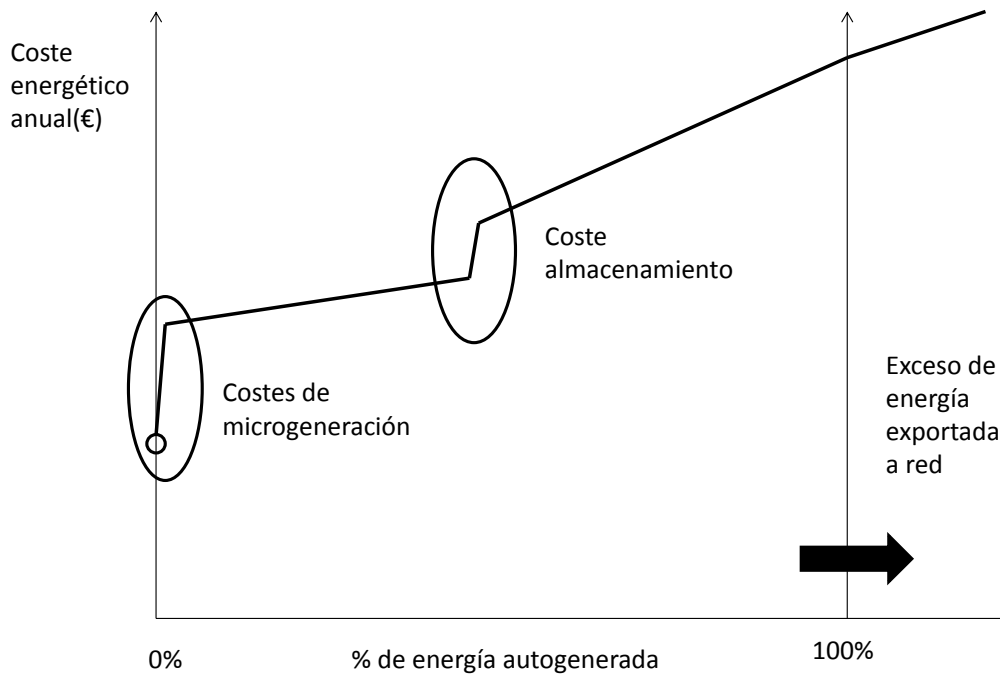


Ilustración 9: Valoración de coste tradicional para MG.

Una vez alcanzado el “detonante” o condición de cambio con la paridad de red de la demanda, es decir, con microgeneración renovable competitiva, un aumento del porcentaje de autogeneración reduce el coste total de energía. El LCOE de la energía autogenerada en la MG es más bajo que el precio de red.

Esto se muestra en la ilustración 10, donde el coste total disminuye con el incremento inicial en el contenido de autogeneración. Hay mercados donde esta condición es ya una realidad para autogeneración de energía solar fotovoltaica, por ejemplo en España (Colmenar, 2013) (Colmenar-Santos, 2012). En este caso, la modularidad de los sistemas de energía fotovoltaica (PV) implica que las pequeñas penetraciones, con menos potencia instalada no son mucho más costosas por cada kW instalado, en comparación con otras fuentes de generación.

Al analizar el efecto de esta autogeneración en el mercado de la electricidad, se observa una reducción total de la demanda, ya que es similar a otras medidas de eficiencia energética (Simab & Haghifam, 2010). La diferencia está en que la reducción de la demanda de la red viene de la generación cercana a la carga en lugar de la reducción del consumo. Esta reducción de la demanda efectiva de la red implica menores pérdidas, pero al mismo tiempo una reducción de la utilización de activos de transmisión y distribución en una red dada.

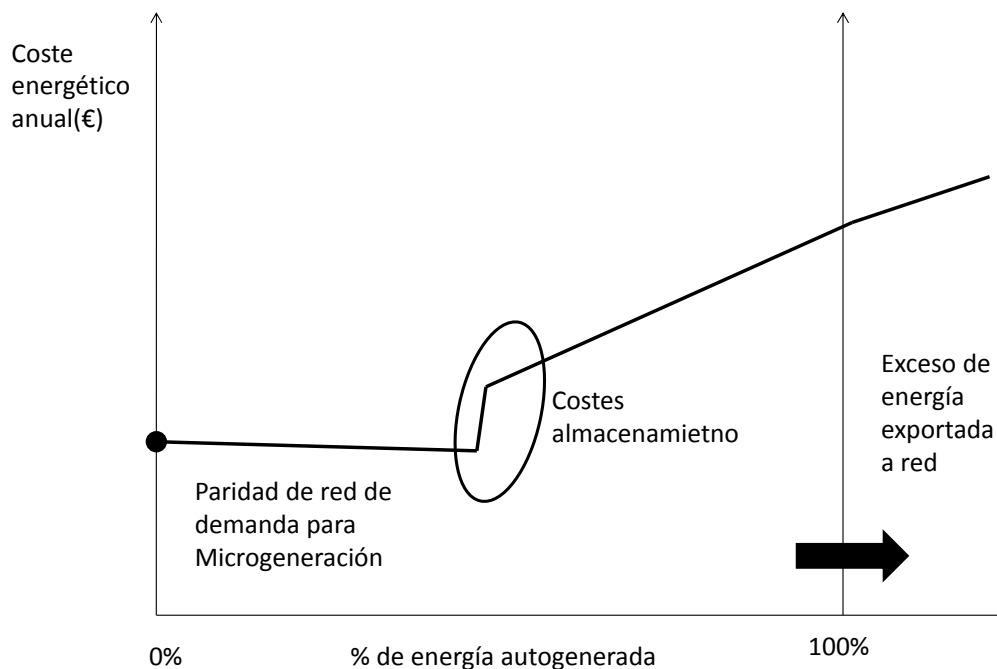


Ilustración 10: Paridad de red en demanda y autogeneración

El límite máximo competitivo con este precio paridad de red, para el porcentaje autogenerado se alcanza para el límite que sea capaz la MG de acoplar la autogeneración con el consumo. La razón es que sin almacenamiento toda la generación que supera el consumo en la MG, sería exportada a la red. Sin embargo, diversas soluciones tecnológicas permiten mejorar este acoplamiento o sincronización entre la generación local y el consumo de la MG. La tabla 6 muestra estos facilitadores tecnológicos para aumentar autogeneración variable (renovable) en MG (ABB, 2014). Para el sistema como un todo, esta etapa significa menos consumo de la red y una reducción de la electricidad vendida por las empresas comercializadoras. Como se ha explicado, es equivalente a una medida de la eficiencia energética, y hay una reducción en el LCOE para la MG.

Aparte del dimensionamiento correcto y de control de generación, la estabilización de la red es necesario para lograr una penetración instantánea de potencia generada de 100%. Cuando la MG está conectado a la red, la estabilización se realiza por la red principal, siempre y cuando la capacidad de la red sea mucho mayor y la MG no pueda causar variaciones en la frecuencia de la red. Sin embargo, en el modo de isla, la estabilización es indispensable para evitar fallos en el MG (Sao & Lehn, 2008). Para que el contenido de autogeneración pueda ser más alto, la capacidad de respuesta de la demanda dentro de la MG (gestión de cargas dentro de la red) es una palanca importante, ya que se acopla la carga a la disponibilidad de autogeneración.

Una vez que se alcanza el límite de generación y control de gestión de la demanda, el siguiente incremento requiere el almacenamiento de la generación no acoplada al consumo, dimensionado en consecuencia, como se propone en (Chen, 2012). La gestión de la demanda y el almacenamiento, se han estimado como parte de las tecnologías SG con la mejor relación coste-beneficio (EPRI, 2011) (MG team (actual SGIS), 2009). El almacenamiento de energía es posible utilizando la red como almacenamiento, con capacidades de balance neto, o con

el uso de almacenamiento de energía en VE, almacenamiento en baterías en la MG, o de almacenamiento distribuido.

Tabla 6: Facilitadores tecnológicos de la integración renovable

Modelo de Sistema y facilitadores	Dimensionamiento de la MG y función
1. Control automático de la generación y despacho energético	Control del generador para adaptar al consumo en la MG
2. Estabilización de red	Mantiene valores de tensión y frecuencia
3. Control de cargas y gestión de la demanda	Gestión de la demanda para adaptar al recurso renovable
4. Almacenamiento energético	Permite desacoplar la generación y el consumo

Diferentes tecnologías para el almacenamiento en MG están disponibles, y el principal inconveniente es generalmente el precio. Otras condiciones, tales como el tamaño, el ciclo de vida, y por lo tanto el costo de mantenimiento, tienen que ser incluidos en el cálculo LCOE. El balance neto puede pues ser más competitivo, ya que evita la inversión adicional, y depende del precio del servicio, en comparación con la venta de exceso de energía en el mercado y la compra de energía en otros periodos.

El precio de este almacenamiento, cuando sí es competitivo en comparación con la energía suministrada por la red eléctrica equivalente ("paridad de red almacenado"), daría lugar a descenso continuo en el costo total de energía hasta la potencia anual autogenerado del 100%, como se muestra en la ilustración 11.

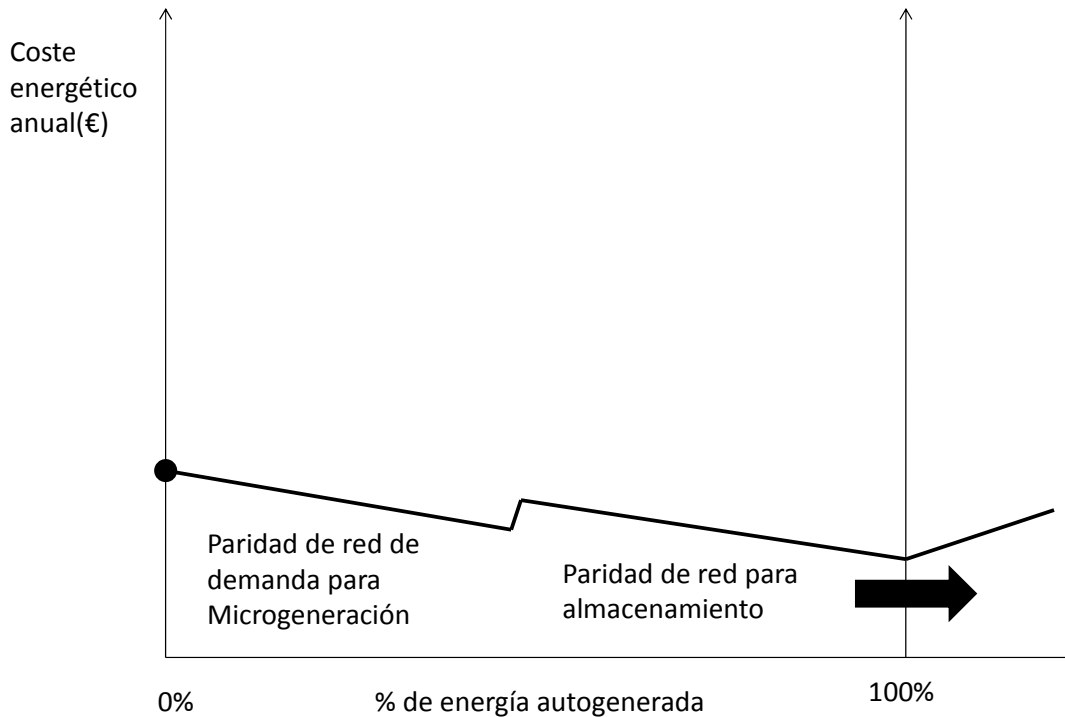


Ilustración 11: Paridad de red de demanda y almacenamiento

Este punto se puede alcanzar antes, si la generación de MG, además, puede ser remunerada por servicios auxiliares, siempre que la prestación de estos servicios pueda ser más competitiva que otras opciones de generación. La flexibilidad de los sistemas MG debería permitir prestar este servicios cada vez más, y el cálculo de la evaluación tiene que incluir este ingreso adicional como compensación por los costes, reduciendo así el LCOE.

En el caso de la paridad de red en la oferta, significa que la competitividad no se compara con el precio al por menor, sino para la generación de mayor o precio del pool de mercado (M_p). Implicaría un cambio en el mercado desde las plantas de generación eléctrica centralizadas hacia MG actuando como generadores distribuidos, también llamados VPPs (Molderink, Bakker, Bosman, Hurink, & Smit, 2010).

3.2.1.3. Valoración del modo isla

La evaluación de capacidades en isla (Zeineldin, El-Saadany, & Salama, 2005) no está tan relacionado con el precio la red eléctrica, la microgeneración y almacenamiento, sino más con la fiabilidad de la red, como se mencionó anteriormente. La evaluación de añadir esta funcionalidad tiene que comparar el costo de implementación con el beneficio de la fiabilidad, además de una remuneración adicional de servicios de respuesta a la demanda al operador del sistema de red. El “detonante” de esta funcionalidad se puede calcular siguiendo (3), donde el costo de la falta de fiabilidad red de la MG, " C_u ", es mayor que el costo de la falta de fiabilidad a través de la funcionalidad de modo isla, " C_{ui} ", además de los costos por incluir la funcionalidad modo-isla, " C_{if} ", y los ingresos del OSG por la respuesta de la demanda (DR), si existen. El costo de la falta de fiabilidad de la MG tiene que ser calculado como el efecto del TIEPI y los valores del TIEPI en términos económicos. Un ejemplo de esta aplicación sería un MG con un coste de falta de fiabilidad, " C_u ", de 100 k€ por año debido a los apagones o de deslastre por el operador de la red. La condición de cambio o detonante del modo isla funcionalidad se cumple si no tienen una compensación por respuesta de la demanda en estas desconexiones ($DR = 0$) y, por ejemplo, el costo de la falta de fiabilidad con la posibilidad de modo isla es menor, es decir, 50 k€ por año, y el costo para la inclusión de la funcionalidad modo isla con la generación local adicional y almacenamiento está por debajo de 50 k€ por año.

$$C_u \geq C_{ui} + C_{if} - DR \quad (3)$$

El resumen de los resultados, analizando los factores desencadenantes, y los pasos en autogeneración competitiva para MG, se incluye en la Tabla 7. Estos resultados son consecuencia de diferentes condiciones del mercado y los costos de las tecnologías, siguiendo la metodología de cálculo LCOE presentado en la Sección 3.

Tabla 7: Fases de MG conectadas a red

Estado de MG	Condición de cambio	Características
1. 0% autogeneración, conexión permanente a la red	N/A	Típico punto de partida para MG conectadas a red. Puede tener control de MG para gestión de consumo de energía.
2. Paridad de demanda de red, >0% autogeneración	Microgeneración o generación distribuida competitiva, por debajo del precio de comercialización; $LCOE_a < LCOE_g$	El punto óptimo de autogeneración será cuanto se pueda sincronizar con la demanda, o mayor si existen condiciones de balance neto
3. Paridad de red almacenada; >0% autogeneración, >0% almacenamiento	El precio de autogeneración y almacenamiento por debajo del precio de comercialización; $LCOE_a$ (incluyendo almacenamiento) $< LCOE_g$	La MG tiene autogeneración con almacenamiento. Puede funcionar en modo isla parcialmente o permanentemente.
4. Paridad de suministro a red o paridad de mercado; autogeneración >100%; >0% almacenamiento	La generación en la MG es competitiva con la generación en el mercado eléctrico; $LCOE_a < M_p$	El sistema de autogeneración de la MG vende a energía en el mercado eléctrico

Las consecuencias de las diferentes situaciones se pueden inferir de estos resultados. La configuración típica de partida es un MG con 0% de autogeneración. En la definición de un MG, se ha mencionado que puede tener generación, almacenamiento, carga y un solo control. En esta primera

configuración, el MG sería tal si se tiene un control para los consumos, para la gestión de energía o gestión de la demanda. Sin paridad de red en demanda esta MG puede tener almacenamiento o generación, pero no es la condición óptima.

Con el desencadenante de la "paridad de red de la demanda", la MG puede tener un porcentaje de penetración de autogeneración. Un ejemplo en el mercado serían algunas regiones con abundantes recursos de sol o viento. En el caso de España, donde $LCOE_g$ para una MG puede ser de 20 c€/kWh y el $LCOE_a$ de generación solar para una penetración de 10% puede ser de 10 c€/kWh, el LCOE resultante de la MG se reduciría a 19 c€, y está en el interés de la MG. La penetración puede ser mayor si hay balance neto y por lo tanto no se requiere almacenamiento en la MG. De lo contrario, la autogeneración será por la cantidad de energía que se puede acoplar con la demanda en la MG, como es el caso de la generación renovable. La "Paridad de red almacenado" es el detonante para aumentar la capacidad de almacenamiento en un MG, cuando la autogeneración almacenada puede ser consumida a un precio inferior a la energía de la red. Un ejemplo de esta condición puede encontrarse actualmente en lugares como las islas, donde el $LCOE_g$ podría ser 40 c€/kWh, debido al uso de generadores diésel. No sólo la "paridad de red en demanda" se alcanza con tecnología eólica o PV, sino también la paridad de red almacenada en función de la tecnología utilizada para el almacenamiento. Un $LCOE_a$ de 10 c€ y un $LCOE_s$ de 20 c€/kWh podrían resultar en una menor LCOE para el sistema, incluyendo el almacenamiento y alcanzando una penetración del 100% de la generación local.

Esta paridad de red puede ser tal sólo para la generación de precio máximo, por lo que la consecuencia es el uso de la energía almacenada durante las horas pico, o completa para el suministro de la red. Si hay "paridad de red almacenada" para todo el tiempo del día, no habría ninguna razón para realizar el consumo de la red. La MG podría vender energía, si está permitido entregar a la red en la mejor momento de precio (más caro) o podría ser desconectada de forma

permanente de la red. Para desconectar por completo, el coste del aumento de almacenamiento es mayor ya que tiene que ser sobredimensionado para tener la misma disponibilidad. Cuando se utiliza la metodología, y se incluyen los gastos de almacenamiento en el cálculo LCOE, se considera la posibilidad de utilizar el almacenamiento de las baterías VE. En este caso, la inversión a considerar en "I_t", sería posiblemente sólo para la interfaz con la MG y el control, puesto que la inversión en el vehículo se realiza a efectos de movilidad. Por ejemplo, un almacenamiento de la batería de 24 kWh, es equivalente a la misma capacidad de energía de un VE comercial. La inversión "I_t" para la batería puede ser 24 k€, mientras que para el VE "I_t" sería 3 k€; sólo para el cargador bidireccional, ya que la inversión en vehículo no es específico para el LCOE, pero para el propósito de la movilidad. Teniendo en cuenta "E_t", como un ciclo por día con un 80% el uso de la capacidad (19,2 kWh) y sólo una necesidad conservadora de un 40% para VE (9,6 kWh), con un ciclo de vida de 8 años, y una tasa de descuento del 4%, los LCOE_s resultantes son de 48 c€/kWh para la batería, en comparación con los 12 c€/kWh para el almacenamiento VE.

El último "detonante" es la "paridad de suministro de la red", cuando la generación en un MG puede competir en el mercado spot para la generación del sistema de red. La situación de una generación competitiva en pequeña escala en comparación con la capacidad de generación de escala de red todavía puede parecer poco probable, debido a las economías de escala y la reducción de la inversión por capacidad instalada. Normalmente, una unidad de nueva generación de la misma tecnología podría ser más competitiva en una escala más grande, siendo estas unidades de generación las que fijan el precio en el mercado de la energía existente. Por lo tanto, la posibilidad de la paridad de suministro de la red no puede ser descartada.

Desde el punto de vista del OSG, un importante aumento de capacidad autogeneración conduce a una reducción en la demanda del mercado de la energía en el mercado spot. En consecuencia, esto conduce a una reducción del

precio de mercado. La ilustración 12 muestra un entorno típico de precio del mercado spot.

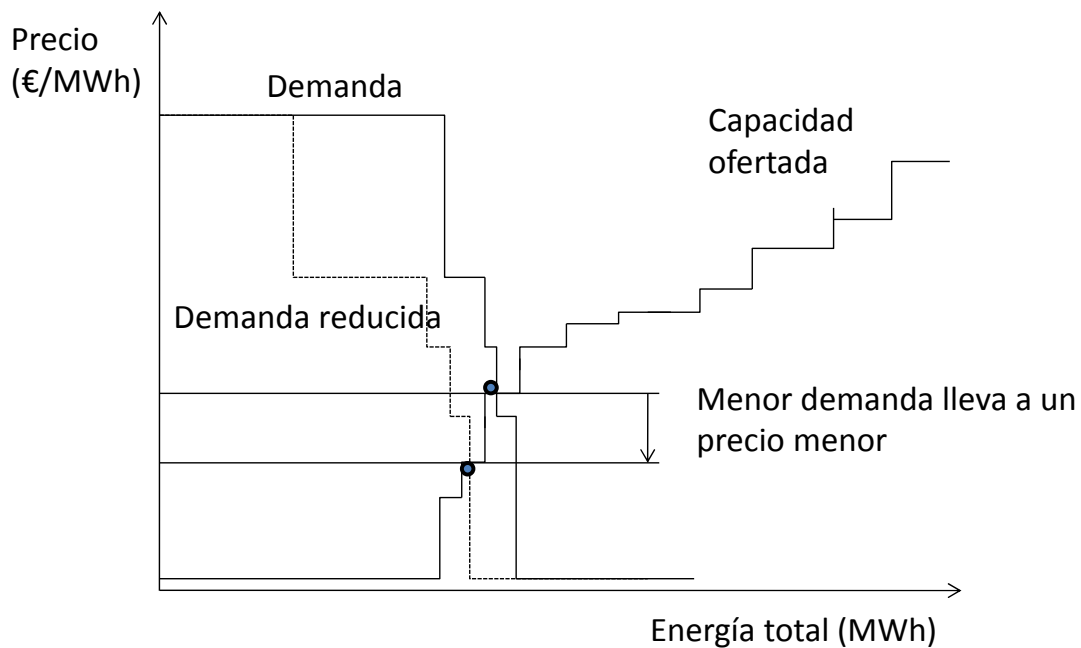


Ilustración 12 Precio de mercado con reducción de la demanda

Pero el precio para el usuario final no solo está fijado por el precio del mercado eléctrico, puesto que también deben añadirse otros costes fijos. Por tanto G_t tiene una parte fija y una parte variable, dependiente de la energía consumida.

Como se simplifica en (4), " P_{eu} " es el precio para el consumidor, " P_{mk} " es el precio en el mercado eléctrico, " F_{xc} " son los costes fijos del sistema y " D_{em} " el consumo. El precio de mercado se reduce con un consumo menor, pero un menor consumo implica un mayor coste por usuario de los costes fijos. En el caso de que los costes fijos sean superiores a los variables, una reducción en el consumo implicaría un aumento del precio por kWh para el consumidor. Si ese es el caso, el sistema entra en lo que se ha denominado en este trabajo "Ciclo de independencia de la red", como se muestra en la ilustración 13. En este ciclo, la reducción en el consumo supone un aumento del precio que a su vez alimenta

una mayor implementación de sistemas de eficiencia energética y autogeneración.

$$P_{eu} = P_{mk} + \frac{Fxc}{Dem} \quad (4)$$

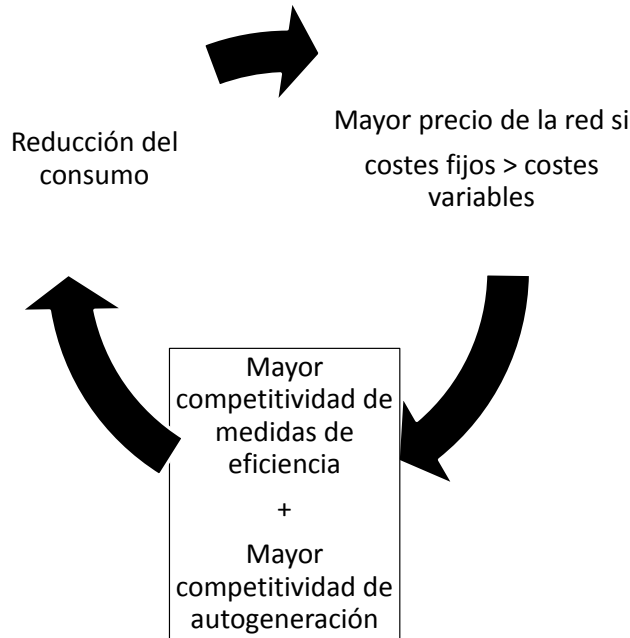


Ilustración 13: Ciclo de independencia de red

El ciclo de la independencia red aceleraría el desarrollo de autogeneración y modo isla de las MG, con la consecuencia de un precio de electricidad de la red cada vez mayor, con la consecuencia de activos no utilizados y costosos. Por ejemplo, el mercado español se puede considerar que ha desencadenado este ciclo de independencia. Si el precio del usuario final tiene un costo de energía variable del 9 c€/kWh, pero el resto de los costos fijos (costos e impuestos regulados) implican un P_{eu} de 25 c€/kWh. En esta situación, una reducción de la demanda de energía realimentará un aumento de la P_{eu} .

Las capacidades de modo isla de las MG para el OSG son similares a los contratos con posibilidad de interrupción de carga, permitiendo que el OSG aumente la fiabilidad de la red principal desconectando cargas o activando el

modo isla de las MG para evitar apagones que puedan afectar a más cargas. Además, el modo isla y la desconexión de cargas tiene una funcionalidad de mercado, y la OSG puede beneficiarse de menores costos por la formación de islas, la gestión de la demanda o la desconexión de carga, mediante contratos de interrumpibilidad, que los costos de inversión en capacidad adicional para los períodos con precios de energía máximos. El DSO puede verse afectado negativamente por la formación de islas de MG y DG importantes, puesto que si el sistema se ha diseñado teniendo en cuenta la DG, puede ser necesario un aumento del flujo de la energía de los transformadores de la subestación. Los procedimientos de modo isla tienen que ser supervisados por el DSO para reconfigurar adecuadamente el sistema de distribución, a fin de evitar que el modo isla de las MG para causar problemas de funcionamiento al DSO.

Para que una MG pueda trabajar fuera de la red tiene que ser capaz de cubrir la demanda con la auto-generación y un almacenamiento local. Además, tiene que ser capaz de mantener la estabilidad de los parámetros de tensión y frecuencia (Sao & Lehn, 2008). Es debido a esta condición de estabilidad que las MG conectadas a una red principal, aun cuando son 100% autosuficientes (sin importar o exportar la energía) se benefician de la conexión a la red.

Protecciones y Modo isla

Para que las MG puedan continuar su desarrollo, es necesaria la interoperabilidad (NIST, 2010) y que las soluciones para la interconexión y la protección sean "plug&play" (Mater & Drummond, 2009). Los códigos de red internacionales incluyen protecciones anti-isla para la generación y la microgeneración distribuida, que consiste en relés de protección de frecuencia y/o de tensión (Zeineldin, El-Saadany, & Salama, 2005).

La protección anti-isla es fijada por DSO y la OSG, principalmente por razones de seguridad, para evitar que la generación distribuida alimente a una parte de la red de media tensión que se ha desconectado desde una subestación de distribución, y para el funcionamiento óptimo de la red de distribución (Cossi, Romero, & Sanches Mantovani, 2009) (Paudyal, Cañizares, & Bhattacharya,

2011). Con el fin de permitir la formación de islas de MG, las protecciones tendrían que situarse en la interconexión de la MG, así no hay influencia externa de la microgeneración o generación distribuida a otras partes de la red y que afecten al DSO. Por supuesto, la energía distribuida y el almacenamiento en MG pueden reaccionar de forma activa a las variaciones de frecuencia, para la prevención de las desconexiones de protección en primer lugar (Sao & Lehn, 2008). Otra alternativa es la desconexión de la microgeneración o generación distribuida y la reconexión después de que la MG ha sido aislada, y que podría incluirse en el control jerárquico de la MG (Bidram & Davoudi, 2012).

La MG puede volver a conectar a la red a través de un relé de sincronismo comprobado con un interruptor rápido o manualmente por el operador de la MG. Dependiendo del tamaño de la MG, la inversión en este equipo podría desequilibrar los beneficios de modo isla y hacer que no fuera competitivo. En el análisis de coste-beneficio se haría la comparación de los costos de la pérdida de suministro, con el costo del interruptor rápido y la menor pérdida esperada de servicio. En función de la fiabilidad de la conexión a la red existente, la inversión puede resultar en un beneficio, y será especialmente así para cargas con alto costo de continuidad, como los centros de datos o instalaciones militares.

La alternativa es desconectar toda la microgeneración y generación distribuida para volver a conectar a la red a través de un cero. Esto, como en la desconexión de islas implica que no hay paso-por-falta o sistema de alimentación ininterrumpida, pero la pérdida total del servicio se puede reducir. La optimización de la reconexión, al igual que con la desconexión, se considera parte de la tarea de optimización del DSO (Paudyal, Cañizares, & Bhattacharya, 2011)

Modo isla (Off-grid) Permanente

Otra posibilidad, dado un contenido de autogeneración del 100% con almacenamiento, podría conducir a un modo isla permanente, con el fin de reducir aún más los costos energéticos en la MG. Cuando la MG está en isla de forma permanente, evitaría los costos fijos asociados con la conexión a la red y

la disponibilidad de energía. El resultado del análisis coste-beneficio de esta independencia de red completa ha de tener en cuenta el riesgo de la falta de disponibilidad de energía y la consiguiente generación y el tamaño de almacenamiento. Como se muestra en la ilustración 14, la necesidad de garantizar el 100% de disponibilidad implica progresivamente crecientes costos. El aumento de los costos cuando se acerca al 100% autogeneración sin conexión a la red se debe a una utilización de los activos más baja y el sobredimensionamiento de almacenamiento y generación necesario. La relación de " I_t " a la " E_t " que tiene que ser generada y almacenada crece debido a la mayor inversión en capacidad de autogeneración y el aumento de la inversión en capacidad de almacenamiento, por los últimos puntos porcentuales de la penetración.

En isla de forma permanente, la MG requiere estabilización dinámica, lo que podría significar una inversión adicional. Esto es debido a la necesidad de la electrónica de potencia de fijación de la frecuencia y el voltaje en lugar de los equipos que utilizan la red principal como referencia (Sao & Lehn, 2008). La relación en base a precios de mercado puede ser de hasta 2:1 para el equipo, como se ejemplifica también desde fabricantes (ABB, 2014).

Aparte de estas consideraciones de costes, una MG de forma permanente en isla puede tener exceso de energía que no puede ser exportado. Los beneficios en mejora de fiabilidad y de eficiencia mencionados para la red (OSG, DSO) se pierden, y desde el punto de vista de sostenibilidad social y ambiental, la independencia completa de red no es preferible. Socialmente, la independencia red completa en comparación con las capacidades de formación de islas significa renunciar a beneficiar a otros usuarios a través de la red por medio de la eficiencia y la fiabilidad. Como la capacidad de almacenamiento tiene que ser sobredimensionada (esto se ha presentado también en (Chen, 2012)), y el exceso de energía podría tener que ser desechado, desconectar de forma permanente es menos sostenible para el medio ambiente y económicamente menos interesante para el sistema.

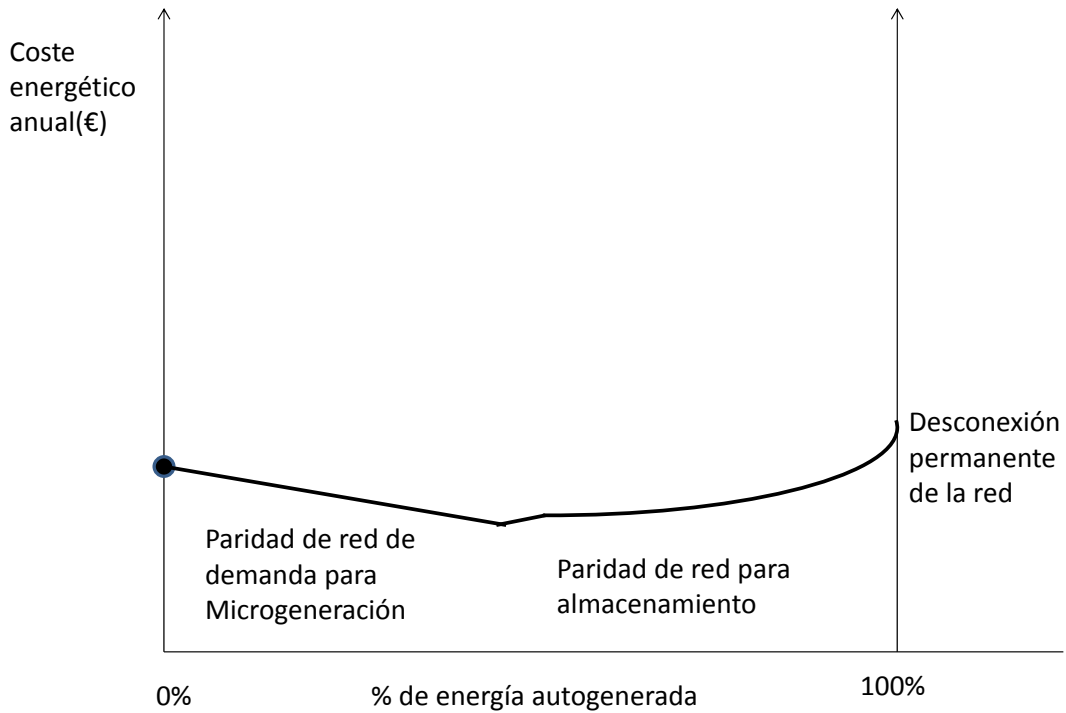


Ilustración 14: Paridad de red almacenada y MG permanentemente aislada

Los resultados pueden ser útiles como una guía para la configuración de MG y para evaluar las tendencias en la red eléctrica. Los cálculos de LCOE son por definición válidos para un tiempo determinado, con unas condiciones y precios determinados. Por lo tanto, los resultados de la evaluación variarán con los cambios en los precios de la energía, los precios de la tecnología de energía renovable, los precios de la tecnología de almacenamiento y las tecnologías para modo isla. Sin embargo, se considera aquí que el cálculo de los factores desencadenantes es útil para la evaluación del mercado, la predicción de tendencias futuras y con fines de regulación. La recomendación es usar la metodología para periódicamente monitorizar las condiciones de una región o un mercado determinado. El ciclo de la independencia de red, por ejemplo, se presenta como causado por un ratio alto de costes fijos respecto costes variables. Las implicaciones para los precios y la perspectiva sistémica son claras, si el “detonante” ha sido superado en términos de aumento de los costos

fijos. Además, se considera necesario adoptar medidas de política regulatoria y energética si quieren ser promovidos precios de mercado competitivos, con el fin de impulsar los precios energéticos de red hacia abajo.

Los factores desencadenantes que se presentan en los resultados se consideran como pasos que se toman progresivamente con el aumento de la competitividad de la microgeneración en la MG. La evolución de estas tecnologías ha seguido este camino en el pasado, pero no es necesariamente cierto que va a seguir ese camino en el futuro. Es importante discutir este tema, como la posibilidad de que la energía de la red eléctrica pueda volverse más competitiva. La decisión de invertir en la autogeneración se basa normalmente en un cálculo LCOE estático como la metodología propone, pero este cálculo se puede cambiar con el tiempo. La posibilidad del desencadenante asociado a la paridad de red en demanda, podría ser causada por el aumento de la eficiencia, la optimización de activos, reducción de los costes fijos y mejoras de costes en las centrales de generación de escala de red. Un ejemplo puede ilustrar esta situación, teniendo en cuenta un mercado donde hay una gran parte de la generación renovable tiene FIT, se incrementará el costo de la electricidad de la red, normalmente a través de los costos fijos que incluyen estos precios más altos. Podría haber una paridad de red de la demanda, pero una vez que el período de FIT expire, esta generación amortizada disminuiría el precio medio y la MG vería una reducción de precio fijo de la red. Otra opción que cause regresar a un precio más competitivo de red podría provenir de la reducción de la demanda debido a las MG. Si la red requiere menos inversión, y la vida útil de los activos se extendió debido a una utilización más baja, los costos fijos se reducen y por lo tanto el precio de la red para la MG.

Teniendo en cuenta los cálculos presentados, el LCOE se puede utilizar para todo el consumo de energía en la MG, por lo que se recomienda la integración de las diferentes fuentes energéticas en la evaluación. El calor y la energía se pueden combinar, y también la electricidad y la energía para la movilidad, con el uso del almacenamiento de VE en MG. La creciente adopción de VE (Pike

Research, 2012) podría ser aprovechado con un interfaz bidireccional a la red, así como una carga óptima (Tushar, Saad, Poor, & Smith, 2012). Por lo tanto, la búsqueda de la configuración óptima de la MG probablemente mejorarse teniendo en cuenta toda la demanda de energía al utilizar la metodología propuesta. Los resultados también muestran que el almacenamiento y en isla serán conducidos por las condiciones del mercado, por ejemplo, si el balance neto no está regulado. La necesidad de medidas de política energética debería evitar que el mercado de MG pueda ser conducido a situaciones menos beneficiosas para el sistema como un todo. Por ejemplo, el modo isla permanente no es de mucho interés para todo el sistema, como también se destacó en otra publicación (Zeineldin, El-Saadany, & Salama, 2005). La configuración MG fuera de la red requiere exceso de generación local, almacenamiento, y por tanto es menos eficiente.

El aumento de la autogeneración en MG, el almacenamiento, la respuesta de la demanda y la MG en isla es beneficioso para la red en su conjunto y para todos los interesados en los diferentes grados, como se ha resumido. En este apartado se ha evaluado la evolución y el mercado de desencadenantes para una mayor autogeneración, almacenamiento y MG en isla, la presentación de una metodología para el cálculo de la configuración más adecuada de MG. Los factores clave son la competitividad de microgeneración y generación distribuida, la competitividad de las tecnologías de almacenamiento y las condiciones de fiabilidad red para modo isla. La metodología de evaluación presentada aquí sirve para identificar la situación de una MG y el estado de equilibrio de costes dados, precios y condiciones de MG con la red.

Aparte de utilizar la red como almacenamiento a través de la medición neta como el almacenamiento más competitivo, el almacenamiento de la batería del vehículo eléctrico debería considerarse antes de utilizar otras tecnologías de almacenamiento distribuido, como muestran los resultados de los cálculos LCOE. Además, tiene otros beneficios asociados, externos a la red, como es el beneficio ambiental de des-carbonización del transporte. La competitividad de

esta solución de almacenamiento de energía como resultado es óptima, ya que el bruto de la inversión en un VE se realiza para el transporte y el almacenamiento no está incluido en el LCOE para la metodología. Principalmente, es el equipo de conexión a la red y el control en la MG que están incluidos entre los costes de inversión.

Otra conclusión es que el beneficio para la red es mayor, tanto en la fiabilidad y la eficiencia económica, cuando la MG tiene funcionalidades en isla, pero las MG en isla permanente no es de mucho interés para el sistema. En el caso del ciclo de la independencia red previamente presentado, las consecuencias se destacan como negativas para la sostenibilidad del sistema de red. Si hay un aumento en el precio de la red y la formación de islas de la MG se extiende, habría una retroalimentación para la escalada de precios y el aumento de la independencia de la red. Sólo los consumidores sin la posibilidad de la instalación de autogeneración y almacenamiento serían suministrados por la red, con la posible consecuencia de cierre de instalaciones de generación de energía de la red, y también cada vez más infrautilización de los activos de la red. La consecuencia posible sería que el sistema podría llegar a ser insostenible de mantener financieramente por los consumidores conectados restantes.

En este apartado no se entra en detalles de las palancas de regulación para permitir el crecimiento de MG, pero se presentan las implicaciones en términos de costos y LCOE. Sin embargo, en base a la estimación de los beneficios, económica, sino también social y medioambiental, es razonable concluir que tres pasos regulatorios son necesarios. En primer lugar, es necesaria la regulación de la autogeneración de MG, los procedimientos técnicos y protecciones para la generación acoplada a la demanda. Esto significa que permite autogeneración sin exportación o remuneración, como primer paso de la eficiencia energética. Esta medida permite el crecimiento de autogeneración sin la necesidad de ninguna inversión por el regulador o el operador de la red. Sólo la MG individual aumentaría la autogeneración en su propio interés, siempre y cuando el cálculo LCOE de la metodología sea inferior a suministro de la red 100%. En segundo

lugar, la regulación de la medición neta, con una remuneración adecuada al DSO como un facilitador de una mayor penetración de autogeneración. Este segundo paso permite un balance neto de energía, para el consumo exportado, y debe complementarse con la posibilidad de vender el exceso de energía en el mercado. La consecuencia de lo que permite el balance neto es el incremento de autogeneración sin la necesidad de almacenamiento en la MG, puesto que la red sería el almacenamiento. El LCOE calculado será menor para mayores penetraciones de autogeneración incluso cuando no se acopla con el consumo. Es preferible, ya que no requiere inversiones adicionales en el almacenamiento, básicamente otros consumidores o MG están consumiendo el exceso de energía. La tercera y última recomendación es la inclusión de procedimientos de modo isla para MG, así como gestión de la demanda y los precios para servicios auxiliares de MG, actuando como plantas de energía virtuales. La metodología sugiere tener este incentivo para hacerlo preferible en LCOE frente al modo isla permanente, cuando hay paridad de red de almacenamiento. Estas últimas medidas de reglamentación deberían disuadir que el modo isla de MG se convierta en independiente de red, ya que el mercado debe reflejar los beneficios que la interconexión tiene para todos los interesados. Los procedimientos de formación de islas son necesarios para el funcionamiento técnico de la MG en isla, y se trata de una regulación favorable a su desarrollo. La regulación de la gestión de la demanda asociada con MG puede permitir no sólo el control de la demanda, sino también las decisiones en isla de MG. La posibilidad de participar en los servicios auxiliares, tales como control de potencia reactiva para la estabilidad de tensión, o el control de potencia activa para la estabilidad de la frecuencia es relevante, ya que aumenta la competencia en estos mercados de regulación por la entrada de MG y beneficia a la MG con un reducido LCOE global. Estas recomendaciones de política energética no son consideradas como palancas que beneficien las MG directamente, sino como medidas regulatorias para el desarrollo de MG cuando la aplicación es beneficiosa para el sistema.

3.2.2. Valoración de infraestructura de vehículo eléctrico

El transporte por carretera es uno de los principales contribuyentes a las emisiones de CO₂ y otros contaminantes; por lo tanto, la reducción del uso de combustibles fósiles es un importante objetivo de sostenibilidad para la Unión Europea (UE) (European Commission, 2009). El cambio a la tecnología VE representa una oportunidad para alcanzar los objetivos de la UE mediante el transporte sostenible, debido a una mayor eficiencia energética y un mayor contenido de las energías renovables. Sin embargo algunos inconvenientes dificultan esta transición, tales como las limitaciones y la llamada "ansiedad de autonomía" de carga.

La ansiedad de autonomía se puede definir como el miedo a no ser capaz de llegar a un punto de recarga de un VE. En este sentido, la falta de estaciones de carga rápida disponibles (nivel III, corriente continua (DC) o Corriente Alterna (AC) cargo), a lo largo de las carreteras, influye en el uso de vehículos eléctricos (EV), hasta ahora restringido principalmente a la movilidad en las ciudades. Sin embargo, la tecnología de carga rápida, junto con el intercambio de la batería, ya disponible en el mercado, puede permitir la movilidad interurbana en VE con tiempos comparables al tiempo de repostaje para vehículos de combustión interna de carga. Además, aunque la ansiedad autonomía puede tener otras razones psicológicas (Franke, Neumann, Bühler, Cocron, & Krems, 2012), la disponibilidad de cargadores rápidos o de sustitución de baterías para la movilidad interurbana es esencial para evitar la aparición de este temor, ya que carga lenta extendería los tiempos de viaje más allá de lo que es aceptable para cualquier usuario, al pasar más tiempo en la estación de carga que en el propio viaje. Así, de acuerdo a la tecnología disponible en la actualidad, la carga rápida permite la recarga de 15-20 min y aproximadamente 200 kilómetros de alcance, mientras que con la carga lenta a 3 kW, serían aproximadamente necesarias 3 horas para 100 kilómetros de alcance. Por lo tanto, con la carga rápida, un viaje de 500 kilómetros podría implicar dos paradas de carga de 15-20 min cada una,

en comparación con el vehículo de combustión interna sólo se detendría una vez durante 10 min.

La carga lenta se puede realizar mediante el uso de tomas eléctricas convencionales, por lo tanto, en gran medida, la disponibilidad de una infraestructura básica de carga ya existe. Sin embargo, los requisitos de potencia podrían implicar la necesaria adaptación de la infraestructura de baja tensión existente. El uso de conectores de carga específicos, además, hace que sea necesario adaptar los enchufes a enchufes de carga VE. Por otra parte, con el fin de complementar los puntos de recarga de la casa, las estaciones de recarga públicas y los puntos de carga en estacionamientos tendrían que aumentarse (Liu, 2012).

Por otro lado, poca inversión en la infraestructura de carga necesaria se ha detectado en el sector privado; este hecho parece debido a la dificultad de estimar la tasa de adopción VE y su posterior crecimiento de la demanda. Sin embargo, las ventas de VE también se ven influidas por la disponibilidad de infraestructuras de carga, ya que el desarrollo de estas instalaciones acelera la adopción de VE (Boulangier, Chu, Maxx, & Waltz, 2011). Por lo tanto, el dilema de la infraestructura de carga en comparación con VE, en términos de lo que debe promoverse primero, es parte de una controversia más amplia, tecnológica (Cowan, 1996) (Dijk, Orsato, & Kemp, 2013), pero con implicaciones sociales y culturales (Arvizu, 2011).

La experiencia con la operación de los VE se ha analizado en diversos estudios, como es el caso de los hogares alemanes (Hartmann, Oezdemir, Goyns, & Eltrop, 2009), concluyendo que para el desplazamiento normal diario, no requiere más que medios de recarga lenta en las casa privadas, aunque el desarrollo de puntos de recarga rápida aumentaría el uso de los VE, afectando también a sus patrones de uso. Además, la investigación llevada a cabo por la Compañía de Energía Eléctrica de Tokio (Tokio, Japón 2007-2008) (Botsford & Szczepanek, 2009) ha puesto de manifiesto un aumento de la distancia recorrida

por los usuarios VE cuando los cargadores rápidos estaban disponibles. También se ha argumentado que la infraestructura pública de carga rápida tuvo un efecto estímulo uso en las primeras etapas de implementación de VE (Bakker, 2011).

En cuanto a la economía de carga VE, Schroeder y Traber concluyeron que la carga rápida es poco probable que sea rentable sin una mayor adopción VE, y que los principales riesgos para la inversión en las infraestructuras de recarga rápida eran las tasas de adopción de VE, las tasas de uso local, y la competencia entre lo público y los dispositivos de carga privadas (Schroeder & Traber, 2012). Los resultados de la investigación sugieren que la inversión de alto riesgo inicial para los cargadores públicos rápidos podría incentivarse o directamente ser propiedad del Estado. Además, en el caso de cargadores rápidos en autopistas interurbanas, la competencia entre los cargadores públicos y privados no está presente, por lo tanto, la clave de la rentabilidad será las tasas de adopción de VE y los patrones de uso de la movilidad interurbana.

El apoyo a las políticas se analiza en profundidad en la literatura especializada (Ahman, 2006), como es el caso de la evaluación de la ayuda pública para la movilidad eléctrica en Japón. La pertinencia de las normas se ha destacado para el despliegue de infraestructuras en los EE.UU. (Brown, Pyke, & Steenhof, 2010), mientras que San Román (San Román, Momber, Abad, & Sánchez Miralles, 2011) enmarca los modelos de negocio de regulación y asociados de los actores involucrados en el sector de la movilidad eléctrica. La evolución de las baterías, la política de reducción de emisiones de carbono, nuevas propuestas de negocio y la imagen de los vehículos eléctricos, han sido también identificado como un camino hacia la electrificación de vehículos (Dijk, Orsato, & Kemp, 2013). Otras implicaciones de política, en lo que respecta a la movilidad eléctrica, como los efectos sobre el mercado de la energía y de las emisiones, se han considerado para el caso de Portugal (Camus, Farias, & Esteves, 2011) (Baptista, Silva, Farias, & Heywood, 2012). Del mismo modo, existen resultados de la investigación pertinente sobre las sinergias entre la

carga VE, la integración de las energías renovables y la gestión del sistema de potencia (Andersen, Mathews, & Rask, 2009) (Camus & Farias, 2012) (Lund & Kempton, 2008).

Aunque la planificación de la infraestructura de punto de carga VE no ha recibido mucha atención en la práctica, se han realizado los estudios pertinentes en este campo. Por ejemplo, con el fin de planificar las estaciones de carga públicas estratégicas, una herramienta basada en agentes construida sobre patrones de usuario fue desarrollado (Sweda & Klabjan, 2011). Aunque centrado en la movilidad de la ciudad, Liu (Liu, 2012) establece una infraestructura de carga para estaciones de carga rápida y lenta, para la ciudad de Beijing. Otra perspectiva, simulando estaciones de carga planificadas frente a la entrada libre, se ha investigado para la ciudad de Barcelona (Bernardo, Borrel, & Perdiguero, 2013). Los resultados mostraron resultados financieros difíciles para estaciones de carga y pueden desalentar la infraestructura necesaria. La propuesta de este trabajo es obtener una reducción al mínimo óptimo de la infraestructura de carga VE en el período de planificación suficiente para acelerar la libre entrada posterior por parte de inversores privados.

La colocación óptima de estaciones de carga ya ha sido considerada con métodos de optimización multi-variable, para minimizar la distancia total recorrida entre las estaciones de carga centralizadas. Los modelos recientes se centran en la integración a gran escala, con distancias entre las estaciones de carga, menor de 30 km (Xu, Miao, Zhang, & Shi, 2013).

Una referencia directa a la distancia entre la carga rápida en las carreteras se encuentra en el informe de la Organización de Recursos de Cero Emisiones (Zero Emission Resource Organisation (ZERO)., 2012) en la infraestructura VE de Noruega; "Probablemente tiene que estar disponible cada 40 a 60 km para un efecto máximo", donde los factores que influyen en el alcance son también detallados. En este apartado se analiza cuantitativamente esta afirmación.

En resumen, la literatura anterior no ha resuelto la definición o metodología para calcular la mínima infraestructura de carga rápida en autopistas, aunque se han iniciado las decisiones de implementación real para construir este tipo de infraestructura en todo el mundo. El trabajo que aquí se presenta se centra en el despliegue de la carga rápida en autopista, examinando en detalle la distancia entre estaciones, y propone una metodología para la implementación de la infraestructura de planificación. El estudio se ha centrado en los vehículos de pasajeros, ya que se ha considerado que hay suficiente disponibilidad de los modelos comercializados. También, teniendo en cuenta que los modelos de transporte público actualmente no son adecuados para el transporte interurbano, debido a la capacidad de peso y el alcance en formato eléctrico. Sin embargo, las estaciones de carga rápida consideradas son válidas para cualquier vehículo que cumpla los estándares de carga.

Aunque los temas relacionados con el rendimiento de la batería, la vida en ciclos, como se analiza en otras investigaciones, o las implicaciones de la red y los servicios de la red de carga rápida no se consideran aquí en profundidad (Turcksin, Mairesse, Macharis, & van Mierlo, 2013), es interesante mencionar que hay potencial para los servicios que se ofrecerán también en puntos de recarga rápida, puesto que los servicios de calidad de energía sólo descargan ligeramente la batería (Ehsani, Fahali, & Lottifard, 2012). Otros servicios y aplicaciones, como se destaca en la investigación disponible, pueden no ser factibles para la carga rápida en autopista, debido a la necesidad de que el usuario cargue lo más rápido posible y continuar el viaje por carretera (Falahi, Ehsani, Xie, & Butler-Purry, 2013), a menos que las estaciones de carga se combinen con almacenamiento de energía.

A continuación se recoge una descripción metodológica, la definición de distancia máxima entre carga rápida (MDFC) y la infraestructura básica de carga en autopista (BHCI), y finalmente el estudio para el caso de España. Este apartado se cierra con una conclusión, incluyendo recomendaciones regulatorias.

Se pretende evaluar el requisito mínimo de la infraestructura de carga rápida para permitir la movilidad de VE por carretera en todo el país y el caso de negocio. Dentro de la ciudad, la movilidad ya es posible dada la disponibilidad de carga en hogares, pero la movilidad en todo el país necesitaría una infraestructura mínima de carga rápida para promover aún más el uso de vehículos eléctricos en viajes más largos.

La figura básica para la planificación de la infraestructura se define como la distancia máxima entre estaciones de carga rápida (Maximum Distance between Fast Charge, MDFC), y es el número de kilómetros entre las estaciones de carga rápida que permiten a cada VE para llegar a la estación, incluyendo un margen de seguridad. Este concepto, desarrollado como parte de la investigación, se considera esencial para planificar la infraestructura VE interurbano. El cálculo de la distancia entre dos cargas rápidas consecutivas a lo largo de la infraestructura vial ha sido identificado como una prioridad para la infraestructura, ya que este valor hace que la posición óptima de las estaciones de carga fácilmente localizables. Además, en comparación con otros métodos que se centran en el número de estaciones de carga por vehículo, el cálculo de la distancia con el método propuesto es más práctico, ya que permite una mejor la ubicación de las estaciones de carga, así como el cálculo de la inversión necesaria.

Para analizar el alcance o autonomía eléctrica y la evolución del mismo, se seleccionan los vehículos eléctricos disponibles en el mercado de vehículos. Se descartan los vehículos de ciudad con poca autonomía o vehículos sin capacidad de carga rápida. Puesto que el despliegue de la infraestructura puede tardar varios años, el método de las distancias y la infraestructura tiene en cuenta la evolución progresiva de autonomía o se calcula en base a la distancia mínima en la categoría de vehículo. La información complementaria necesaria para el cálculo de MDFC son las condiciones climáticas y los márgenes de flexibilidad, ambos factores considerados específicos para un país y se presentan en el apartado 3.2.2.1. La ubicación estratégica de los puestos de carga utiliza el valor de la distancia máxima y la infraestructura carretera principal, que se

complementa con las zonas más transitadas. El método se presenta como la evaluación de un BHCI, definido como los puntos de recarga mínimas necesarias en carreteras de un país para permitir el transporte de todo el país con un solo VE. El proceso seguido se simplifica en la ilustración 15.



Ilustración 15: Proceso para el plan de implementación de carga rápida en autopistas.

Los datos de entrada principal para el cálculo de la MDFC, consisten en la información obtenida de los fabricantes de VE. Los modelos VE disponibles y previstos, siempre con capacidad de carga rápida, se muestran en la Tabla 8. Cualquiera de estos vehículos podría utilizarse para distancias de transporte por encima de su rango, dada la disponibilidad de carga rápida estaciones a lo largo de la ruta.

Otras variables que influyen en el cálculo de la MDFC son las condiciones climáticas, el estado de la carretera, el tráfico, el estilo de conducción y los patrones de comportamiento de recarga en la región seleccionada. El MDFC será, por tanto, dependiente del territorio, ya que las variables mencionadas como entradas varían según la región o área donde la distancia va a ser calculada.

Tabla 8: Modelos VE habilitados con carga rápida, año y autonomía. Basado en la información de fabricantes.

Modelo	Año	Autonomía (km)
Tesla Roadster	2008	320
MiEV	2009	160
Nissan LEAF	2011	200
Subaru plug-in Stella	2009	90
Protoscar Lampo (prototipo)	2014	200
Citroën C-ZERO	2009	160
Peugeot iOn	2009	160
Berlingo	2014	170
Partner	2014	170
IQ e	2013	100
HondaFit	2013	225
Ford Focus electric	2013	123
Nissan Infinity VE Sedan	2015	160
Ecomove QBEAK	2014	300
Tesla S	2013	257
BMW active E	2011	240
BMW mini E	2012	240
BMW i3	2014	130
Toyota RAV-EV	2013	198

Fiat 500-E	2014	130
Chevrolet Spark EV	2014	132
Altea XL electric	2010	135
Zytel Gorila	2010	100
MicroVETT Fiorino	2009	140
BYD E6	2010	300
Lightning GT	2013	240
Mercedes SLS AMG	2014	250
Smart ED	2012	110
Think City	2011	160
Venturi Fetish	2006	340
Citroen DS3 Electrum	2014	120
Citroen Survolt	2010	260
Detroit Electric	2013	300
Tesla X	2014	340
Volvo C30	2011	150
VW UP electric	2014	150
VW Golf E-motion	2014	150
Renault ZOE	2013	210

Con el fin de simplificar el modelado, centrándose en los vehículos pertinentes, se ha procedido a clasificar los vehículos eléctricos disponibles en tres categorías. En primer lugar, la categoría de alta autonomía que comprende

modelos exclusivos con la producción en serie limitada y el rango igual o superior a 300 km. En segundo lugar, los coches de ciudad habilitados para carga rápida, pertenecen a la categoría II. Estos tienen un rango de 100 km o menos, y aunque capaces de rutas interurbanas largas, probablemente no se utilizan para los viajes que implican más de dos paradas de carga (<300 kilómetros). En tercer y último lugar, el principal grupo de modelos VE forma parte de la categoría III, con el mayor número de unidades producidas en serie y mayor adopción por parte del usuario.

La ilustración 16 muestra las diferentes categorías propuestas, donde el tamaño de los círculos representa la escala de fabricación de los modelos. El análisis de la MDFC se calcula a partir de los modelos de Categoría III, la carretera más-serie producida, y de carga rápida de vehículos habilitados.

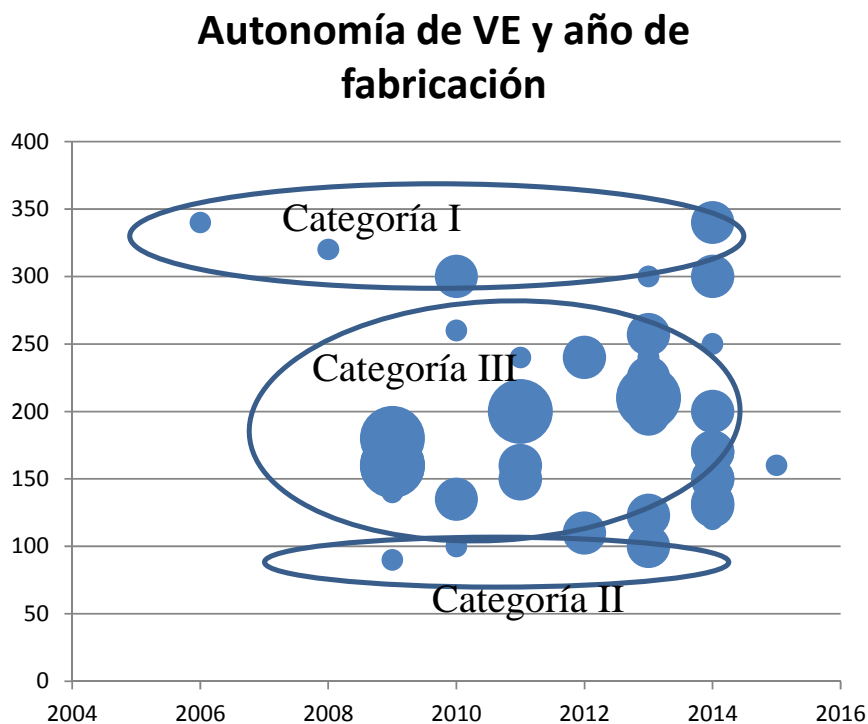


Ilustración 16: Categorías de autonomía para VE con carga rápida

3.2.2.1 MDFC y tendencia de autonomía de VE

Dadas las categorías seleccionadas, la evolución de la autonomía mínima y la gama media pueden ser analizadas. Como se ha propuesto, MDFC se basa en la Categoría III de vehículos, donde el alcance más corto de la categoría es de 123 km y el promedio es de 182 kilómetros. El análisis de la evolución de la categoría muestra la gama media no ha crecido con el tiempo. Los modelos previstos para 2014 tienen una autonomía más cercana a 150 kilómetros en lugar de a 200 km. Además, la ilustración 17 representa la tendencia lineal en el rango de los vehículos incluidos en la Categoría III, de acuerdo con los planes de producción de los fabricantes para 2014 y 2016. Esta tendencia está representada para mostrar la gama disponible para los modelos existentes. Como se puede observar en el gráfico, la autonomía no se ha aumentado en la mayoría de los modelos recientes de VE; por el contrario, su valor medio ha disminuido ligeramente a lo largo de los últimos años, aunque todavía se mantiene en el rango de 150-200 km. La reducción de costes de la batería o innovaciones futuras son posibles factores que pueden aumentar la autonomía disponible en el mercado en los futuros vehículos. Sin embargo, a menos que los vehículos se utilicen para el transporte interurbano, no hay sentido práctico en el aumento de la capacidad, que no sea el uso de la batería de almacenamiento de energía como para otros usos.

El cálculo puede ser factorizado por el número de VE existente Categoría III, con el fin de calcular el rango promedio de los vehículos actualmente en uso. Sobre la base de las unidades vendidas acumuladas (valores de estimación se incluyen en la Tabla 9) el rango promedio de los vehículos eléctricos con carga rápida, que se estima en funcionamiento, es 200,2 kilómetros.

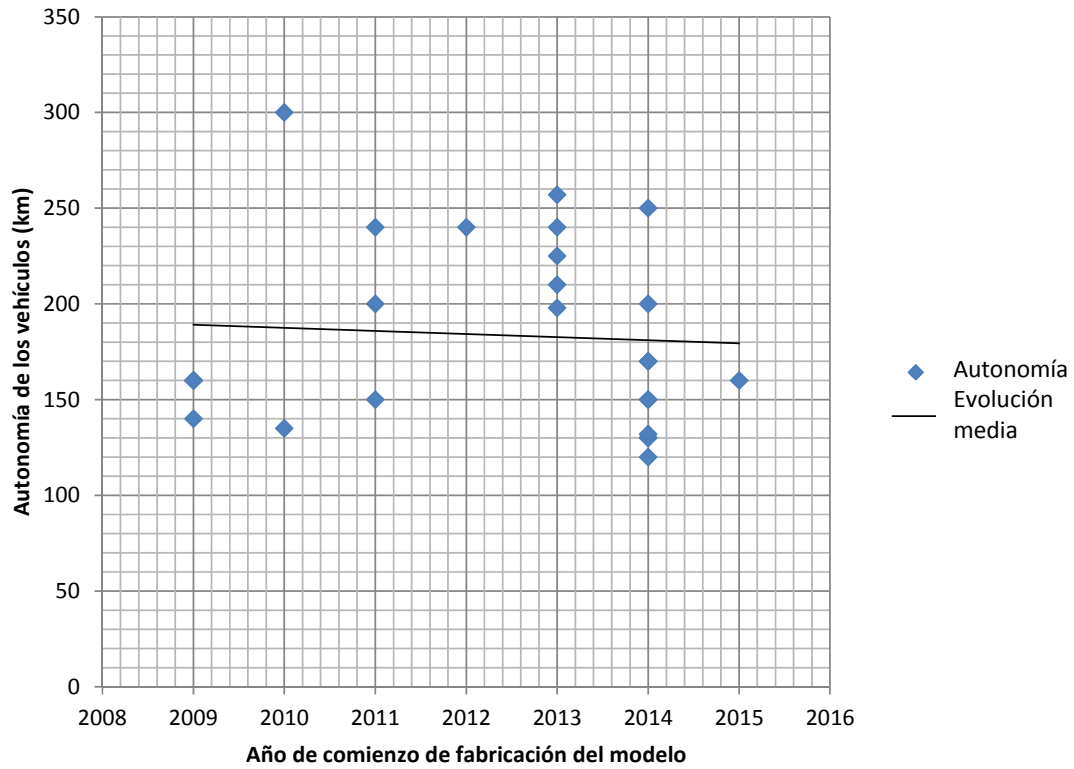


Ilustración 17: Evolución de la autonomía de la categoría III

Tabla 9: Vehículos, autonomía y ventas acumulados. Basado en IEA 2013, datos de fabricantes y de importación internacional.

Modelo	Año	Alcance	Ventas acumuladas de vehículos
Nissan LEAF	2011	200	>69.000
MiEV	2009	160	>25.500
Tesla S	2013	257	>12.500
BYD E6	2010	300	>2.850
Renault ZOE	2013	210	>4.820

Aunque la autonomía media de los vehículos de categoría III es de 182 km, si se consideran sólo los vehículos más vendidos sería mayor (200 km), con el fin de calcular el MDFC, un enfoque conservador debe permitir que cada modelo tenga una autonomía por encima de la MDFC. Por el contrario, un método de reducir la inversión con menos infraestructura consideraría la media. El vehículo que establece la distancia mínima en la categoría en el punto de la investigación es el Chevrolet Spark, con un rango de 132 kilómetros. Las pérdidas de capacidad de la batería en la flota VE en las carreteras serían también un factor limitante para aumentar la MDFC, incluso si se aumentara el rango promedio. Con el fin de calcular el MDFC considerando un margen de seguridad, tanto para el clima y por otros motivos, entre ellos las condiciones del camino y del tráfico, se propone la fórmula de cálculo como en la ecuación (5):

$$MDFC = R_m \times (1 - (M_w + k \times M_f)) \quad (5)$$

donde "R_m" representa el valor de la gama VE, para el cálculo de la MDFC. El "R_m" que se utilizará es el rango mínimo correspondiente o bien con el valor más bajo para los vehículos existentes y previstos de la categoría (valor conservador de "R_m") o para la gama media de vehículos acumulada de valores de un país ("R_m" real). La segunda opción, en el momento de la investigación, implica una MDFC más alto, lo que implica una menor inversión para el BHCI. "M_w" es el margen de clima, "k" es el factor de simultaneidad; y "M_f" es el margen de flexibilidad. Estos términos de la ecuación se explican en los siguientes párrafos.

Las condiciones climáticas, tanto en frío (aumento de resistencia, rendimiento de la batería del VE y el uso de la calefacción) y caliente (principalmente de aire acondicionado), afectan el desempeño VE. Aunque se necesitan más datos operativos para modelar la influencia en la autonomía, las simulaciones actuales muestran que el aire acondicionado/calefacción es la mayor carga auxiliar en cualquier vehículo en un orden de magnitud (Farrington & Rugh, 2010). El peor caso de simulación resultó en una reducción de la autonomía de un 40%. El estudio presenta soluciones para la reducción de estos auxiliares, por medio de

acristalamiento y ventilación avanzadas. En otra investigación, las condiciones climáticas que se encuentran no sólo afectan al rendimiento de la batería, sino también a la elección del transporte, lo que apoya la idea de factor de simultaneidad para el cálculo MDFC (Leahy & Floey, 2011). Los datos de rendimiento de la flota operativas reales podrían ser recuperados de Fleetcarma (Fleetcarma, 2013), con autonomías que se han visto reducidas hasta un 40% (a $-7\text{ }^{\circ}\text{C}$), y no llegan a 40 kilómetros para las temperaturas más bajas ($-20\text{ }^{\circ}\text{C}$), también influenciado principalmente por el uso de calefacción de la cabina, pero también los patrones de aceleración. Por ejemplo, los datos de supervisión de flotas muestran ejemplos de que una conducción suave y una cabina no climatizada proporcionan 2,4 veces más de autonomía en comparación con la conducción agresiva y una cabina climatizada. Con altas temperaturas, el alcance también se reduce debido al uso de aire acondicionado, pero la eficiencia de los componentes no está tan negativamente afectada como con temperaturas frías. Pruebas del VE modelo MiEV (Umezú & Noyama, 2010) mostraron la reducción máxima de autonomía de un 46% para el aire acondicionado y de un 68% para la máxima calefacción. Es pertinente destacar que los calentadores convencionales tienen un coeficiente de rendimiento (COP) de 1, pero utilizando bombas de calor se reducirá el efecto sobre la eficiencia, reduciendo también el efecto de la carga de calentamiento en la disminución de la autonomía. Se proponen los valores de “ M_w ” resumen en la Tabla 10, sobre la base de los hallazgos actuales, para el propósito de esta investigación. Por lo tanto, se ha seleccionado la reducción del 40% cuando las temperaturas de invierno son con frecuencia por debajo de $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ y de 50% de reducción cuando las temperaturas están por debajo de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, a raíz de los resultados de la literatura (Farrington & Rugh, 2010) (Fleetcarma, 2013). Aunque en alguna publicación (Umezú & Noyama, 2010) se ha mencionado anteriormente que se encontraron valores más altos (68%), éstos se han considerado un valor extremo cuando se utiliza la calefacción constantemente al máximo. En cuanto el aire acondicionado, el máximo ha sido seleccionado como 30% para los climas más calientes, siguiendo los valores de los experimentos y la experiencia

mencionados, pero inferior al máximo encontrado (46%), cuando se utiliza aire acondicionado al máximo constantemente. Además, se esperan mejoras en la eficiencia de los componentes de la batería, con mejor comportamiento en distintas temperaturas, así como en el acristalamiento de vehículos, ventilación y confort. Es decir, el margen de clima tendría que ser revisado y actualizado.

Con el fin de tener en cuenta las condiciones de conducción durante todo el año, tanto los requisitos de calefacción y aire acondicionado tienen que ser tenidos en cuenta. Por lo tanto, el peor de los casos sería una región donde hay temperaturas extremas de frío en invierno y altas temperaturas en verano, que afectan a la autonomía (lo que implica un margen de clima 50%) y también al ciclo de vida de la batería.

Tabla 10: Valores de margen de clima (M_w) según las condiciones climáticas.

Necesidad baja de calefacción Temperaturas mínimas >10°C	Necesidad media de calefacción Temperaturas mínimas >0°C	Necesidad alta de calefacción Temperaturas mínimas <0°C	Necesidad máxima de calefacción Temperaturas mínimas <-10°C
0%	20%	40%	50%
Necesidad baja de aire acondicionado Temperaturas máximas <25°C	Necesidad media de aire acondicionado Temperaturas máximas <35°C	Necesidad máxima de aire acondicionado Temperaturas máximas >35°C	-
0%	10%	30%	-

El margen de flexibilidad tiene que incluir las condiciones de la carretera y del tráfico, el estilo de conducción y los patrones de carga. Otra variable en este margen es la influencia de carreteras, así como la autonomía oficial de los VE. Por ejemplo, tanto en la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) como en el Nuevo Ciclo de Conducción Europeo (NEDC) es mayor la autonomía que para los viajes puros por autopista. La autonomía será inferior a la mencionada en datos oficiales a causa, principalmente, de la velocidad. El M_f será, por tanto, por lo menos la reducción de autonomía debida a la velocidad en la carretera. Con el apoyo de datos de autonomía en carretera del fabricante en condiciones ideales, si velocidad en carretera es de 89 km/h, implicará menos de una disminución del 10%, pero si es 105 km/h, se reduce la autonomía aproximadamente un 20%. El margen de flexibilidad se establece aquí como 80% para tener en cuenta esta reducción, y se podría incrementar por el tipo de carretera, tráfico, el estilo de conducción y los patrones de carga. A fin de que la infraestructura pueda ser usada durante al menos 10 años, posibles aumentos de los límites de velocidad podrían ser considerados. La Tabla 11 resume la estimación de estos factores.

Tabla 11: Valores estimados y multiplicadores del margen de flexibilidad.

Margen de flexibilidad por velocidad		Factores de incremento de factor		
Límite de velocidad en autopista	Valores para M_f	Factor de estilo de conducción (+ M_f)	Factor por alto tráfico (+ M_f)	Factor por carga incompleta (+ M_f)
89 km/h	10%	5%	5%	5%
105 km/h	20%	5%	5%	5%
120 km/h	25%	5%	5%	5%

El factor de simultaneidad "k", considera la coincidencia de las condiciones climáticas y el margen de flexibilidad. Si los factores de comportamiento de conducción difieren cuando las condiciones climáticas son frías o la mayoría de los viajes de carretera son cuando las condiciones climáticas son más apropiadas (por ejemplo, para viajes hacia la costa en verano), el factor de simultaneidad tendrá un valor reducido. El valor sugerido, si el margen del clima no es necesario (nulo o 10%), toda la flexibilidad tiene que ser tenido en cuenta, k se estima en 1. Con altos márgenes de clima, por encima del 40%, la simultaneidad tiene que considerar que con duras condiciones, la velocidad media se limita debido a las precauciones de usuario.

Los valores para el peor escenario estimado, suponiendo que la autonomía mínima es de 123 km, con un 50% de margen del clima, límite de velocidad en carretera para los usuarios de 120 km/h, patrones de conducción agresivos, de alto tráfico, si no hay hábitos completos de carga y un factor de simultaneidad de 1, daría un resultado para el MDFC de 12,3 km. Condiciones de entorno y de comportamiento límite, como estos, no son razonables y resultaría en una infraestructura no eficiente, en la actualidad. Sin embargo, la modularidad de estaciones de carga rápida, que no requieren de economías de escala como las estaciones de servicio, permite un despliegue más distribuido, una vez que se conoce la infraestructura básica. En consecuencia, con la adopción generalizada de vehículos eléctricos, una MDFC real de 12,3 km es un escenario razonable en los próximos años.

La investigación actual y los datos de pruebas reales no permiten un cálculo más preciso de los factores subyacentes que influyen en el MDFC, por lo que necesitan ser estimados, pero la selección de sus valores no debe ser arbitraria. Estas estimaciones se basan en la investigación disponible, los datos experimentales y experiencias reales en carretera. Por otro lado, el modelo no permite la obtención de un cierto valor deseado para la MDFC. Además, se requiere basar el margen de flexibilidad en datos experimentales adicionales y

en la mejora de la evidencia, pero este modelo, con un enfoque sistemático ya permite el cálculo.

3.2.2.2 BHCI

El BHCI se define como el número de estaciones de carga rápida que son necesarias para que cualquier VE pueda recorrer un país desde cualquier ubicación dada a cualquier otra, utilizando estas estaciones de carga (Por sus siglas en inglés, Basic Highway Charging Infrastructure). Este concepto original se propone y se define como una herramienta de planificación para permitir la infraestructura de VE. De acuerdo con la explicación anterior, la distancia entre dos estaciones de carga consecutivas debe ser inferior a la MDFC lo largo de la infraestructura vial nacional existente. Como se muestra en la ilustración 18, las estaciones de carga rápida no sólo permiten una autonomía por la autopista o carretera principal, sino también la cobertura de autonomía por carreteras secundarias al satisfacer los requisitos de MDFC.

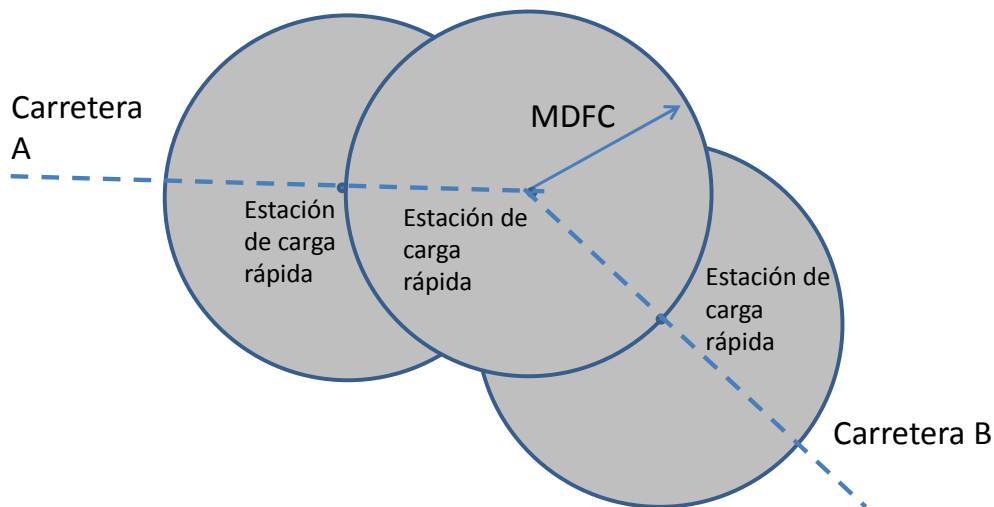


Ilustración 18: Autonomía en infraestructura de carga y alcance

La inversión económica necesaria para que un conjunto BHCI sea desplegado tiene que tener en cuenta la inversión inicial, así como los costos de operación y mantenimiento, durante la vida útil de la infraestructura. El retorno

de la inversión de la infraestructura de carga dependerá principalmente de la utilización de las instalaciones, como ya se ha concluido en otras investigaciones (Schroeder & Traber, 2012).

Los costos de inversión para la infraestructura se resumen en la Tabla 12. Los precios probablemente disminuirán con el tiempo, debido a la evolución tecnológica y las economías de escala. Considerando específicamente un despliegue en todo un país, el factor de escala reduce el gasto global en comparación con las inversiones para unidades individuales. Los costos estimados en este trabajo son los considerados por Schroeder y Traber (Schroeder & Traber, 2012), ya que parecen conservadores y suficientes para el propósito de esta investigación. Sin embargo, el precio de mercado de una estación de carga rápida solicitado a los fabricantes durante la investigación, en 2013, fue de alrededor de 25.000 € para los gastos de materiales. El precio actual es por tanto un 40% más bajo que el valor conservador utilizado en las estimaciones (sólo el mantenimiento de cargador súper-rápido se ha corregido a 10% del coste del material). Con el fin de valorar la inversión, es necesario tener en cuenta los gastos de funcionamiento, estimados para 10 años en un 10% del coste de capex, pero también los ingresos operacionales. Los ingresos operacionales dependen del uso de los cargadores, el precio de venta, y requerirían nuevas estimaciones para los patrones de uso.

Aquí, el Nivel III DC, sin tener en cuenta el estándar de carga considerado, es la solución elegida para los cálculos de inversión. El tiempo de carga logrado con esta solución de carga rápida permite 80% de carga de batería en menos de 20 min, un tiempo comparable aunque superior al repostaje de los coches de motor de combustión convencionales.

El análisis de coste-beneficio para estaciones de carga rápida, como se mencionó en la introducción, depende principalmente de la tasa de adopción de EV; sin embargo, también se han identificado otros factores tales como las tasas de uso para influir en este análisis.

Además, para la infraestructura en su conjunto, y sin tener en cuenta los beneficios económicos del operador de la estación de carga rápida, el valor añadido de la infraestructura de carga rápida incluye la reducción de las emisiones contaminantes procedentes de los vehículos, la reducción de las importaciones de energía y la reducción de costos de transporte para los usuarios de los vehículos.

Tabla 12: Resumen de costes de puestos de carga rápida (Schroeder & Traber, 2012).

	Carga DC ultra-rápida	Nivel III DC	Nivel III AC
Vida útil de puesto de carga (años)	10	10-15	10-15
Tensión máxima (V)	2.000	500	400 (3 fases)
Intensidad máxima (A)	125	125	96 (3x32)
Tipo de corriente	DC	DC	AC
Límite de potencia (kW)	250	62,5	50
Duración de carga de 20 kWh (min)	5	19	24
Coste de inversión (€)	60.000	40.000	40.000
Coste de refuerzo de red (€)	20.000	15.000	10.000
Coste de transformador si aplica (€)	35.000	0-35.000	0
Total CAPEX(€)	115.000	55.000	50.000
Mantenimiento y reparaciones (€/año) *Modo de cálculo: Hasta 10% de coste de inversión	6.000	4.000	4.000
Total OPEX(€)	60.000	40.000	40.000
Total coste de inversión (€)	175.000	95.000	90.000

Debido al hecho de que existe la necesidad de una conexión a la red, las estaciones de carga rápida pueden estar ubicadas en las estaciones de servicio existentes. Éstas, pueden ser desplegadas cerca de una conexión a la red o de otra manera, construyéndose como estaciones de carga renovables fuera de la red o mediante el uso de vehículos de recarga (la ilustración 19 muestra ambos conceptos). Los vehículos de recarga darían servicio a los vehículos en caso de pérdida de carga en ruta. Además, cuando se espera una sobrecarga temporal de determinadas infraestructuras, vehículos de recarga rápida pueden actuar como estaciones de carga rápida adicionales, por lo que los costes operativos se mantienen a niveles razonables en periodos de alta demanda de carga. Esto sería posible porque una estación física tiene que ser construida sólo para los periodos de alta demanda con los costos de energía asociados y otros gastos fijos.

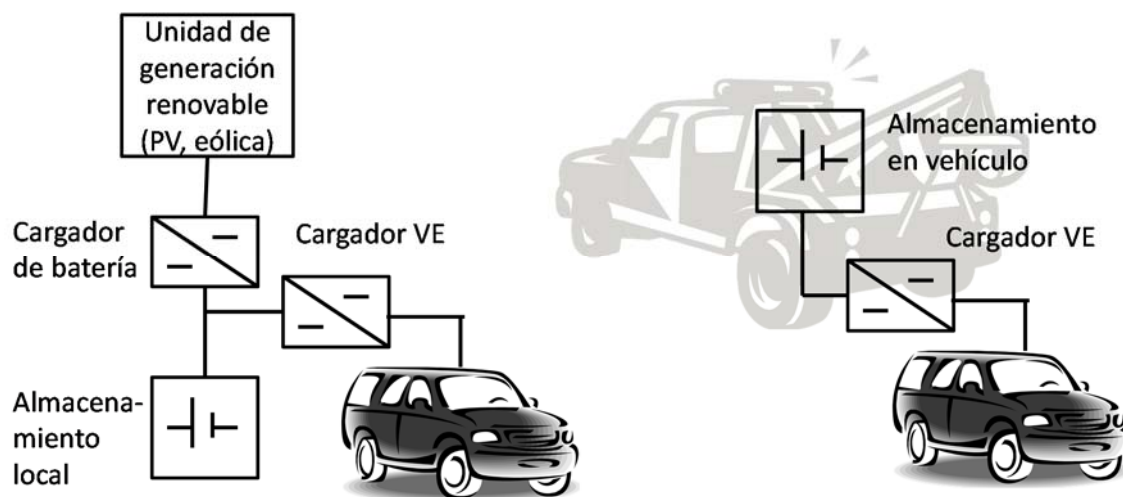


Ilustración 19: Concepto de estación de carga off-grid y vehículo de asistencia y carga rápida

Una consideración para localizar de forma sinérgica las estaciones de carga rápida es utilizar la infraestructura ferroviaria electrificada, con la utilización de la infraestructura de red instalada. En la mayoría de los casos, la infraestructura de carretera va paralela a la infraestructura ferroviaria, por lo tanto, la movilidad

electrificada por carretera podría utilizar la infraestructura del transporte electrificado existente, como es el caso del tren.

El uso de un Sistema de Información Geográfica (GIS) sería un siguiente paso para localizar las estaciones de carga, al lado de la infraestructura eléctrica existente. Esta ubicación real sería útil para una fase de despliegue de la BHCI, pero para el cálculo de la inversión que aquí se presenta, no es de relevancia adicional.

3.2.2.3. Ejemplos de desarrollo de infraestructura de EV

El despliegue de la infraestructura de carga rápida dentro de una planificación nacional ya es un hecho en varios países, con diferentes estimaciones de la distancia necesaria entre las estaciones de carga rápida. Ejemplos de estos despliegues se resumen a continuación;

- Estonia instala, desde 2014, 165 cargadores rápidos, en una planificación de la infraestructura principal por parte del gobierno para un amplio desarrollo del país. El MDPC en las carreteras se ha establecido en 60 kilómetros. Estonia tiene 1,3 millones de habitantes y una superficie de 45.227 km², por lo tanto, el ratio de los cargadores es de un punto de carga rápida por 7.878 personas y uno por 274,1 km². Un mapa con la infraestructura planeada se muestra en la Ilustración 20. A partir de los cálculos MDPC, si se tienen en cuenta las temperaturas frías, frecuentes y las temperaturas calientes bajas, el resultado margen de clima sería de 40%, de acuerdo con el modelo propuesto. Con velocidades de 90 km/h en vías interurbanas y 110 km/h en las autopistas, el factor de flexibilidad se estima en un 15%, para esta variable. Sin tener en cuenta factores de flexibilidad adicionales, y un factor de simultaneidad de 0,9 con el fin de tener en cuenta las reducciones de velocidad asociadas con las malas condiciones meteorológicas. El MDPC resultante es 57,19 km, cuando se utiliza el rango mínimo de 123 km, similar a la distancia prevista para el país. Además, si el estándar para los cargadores rápidos fueran los "CHAdEMO", el rango mínimo de los VE sería 160 kilómetros, lo que

corresponde al modelo MiEV, como el modelo de gama más baja de la serie, con un MDFC resultante de 74,4 km en este caso.

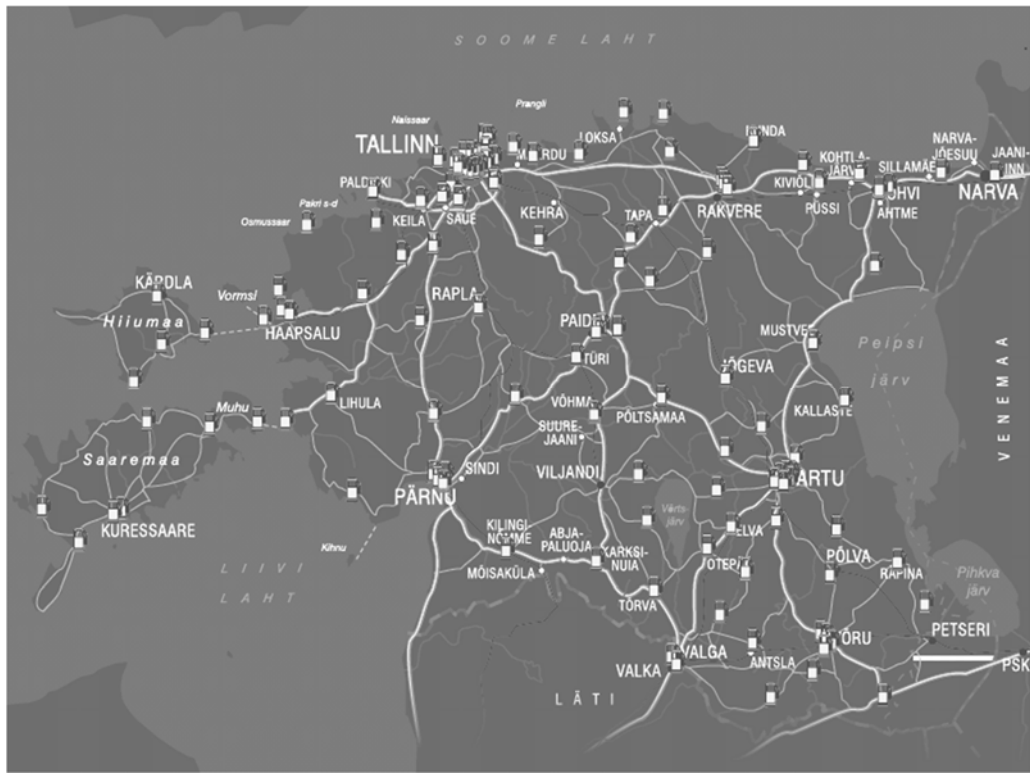


Ilustración 20: Infraestructura de carga en Estonia (ABB Group, 2013)

- En los EE.UU., la "Autopista Eléctrica de la Costa Oeste" se compone de estaciones de carga rápida situadas cada 40 a 80 km a lo largo de la Interestatal 5 y otras vías principales. En este caso, el MDFC calculada es de entre 67,6 km para las zonas con temperaturas de invierno cerca de 0 ° C, de alto tráfico, y el límite de velocidad, y 111,9 km en zonas con límite de velocidad baja y clima templado.
- En Alemania, desde 2011, hay 13 estaciones de carga rápida colocadas en las gasolineras de autopistas, entre Hamburgo y Dortmund.
- En Francia, el proyecto "Energy Corridor" (Corredor de Energía) de Alsacia comienza con seis estaciones de carga, y es parte de un proyecto más amplio, CROME, transfronterizo con Alemania, con la intención de que los vehículos

puedan viajar a través de la frontera y recargar en ambos países (Chademo, 2013).

- En Noruega, la compañía Ishavskraft ha desplegado estaciones entre Oslo y de la frontera con Suecia, donde la distancia entre los cargadores no excede de 50 kilómetros (Ishaveien, 2013) de carga rápida. El MDFC calculado, teniendo en cuenta el límite de velocidad es de 80 km/h, y que las temperaturas inferiores a -20 °C no son infrecuentes, es 61,5 km. Con un MDFC de 50 km, como se decidió, los vehículos eléctricos todavía pueden llegar a las estaciones de carga con reducciones de autonomía de hasta 60% causados por las bajas temperaturas.

- Japón es el país con la mayor densidad de estaciones de carga rápida, con más de 1.500 unidades, y en el caso de las estaciones de carretera, existen los servicios de carga rápida en estas estaciones (Chademo association, 2013).

- En los Países Bajos, Fastned ha decidido instalar cargadores rápidos con una MDFC de 50 km, 200 unidades que servirán 16 millones de personas (Fastned, 2013). Los cargadores per cápita en comparación con el proyecto de Estonia es 10 veces menor, sin embargo, la densidad de los cargadores será mayor, una cada 207 km² frente a uno por cada 274 km². El MDFC calculado para este caso tendría los mismos valores que para las carreteras de Estonia, con un valor resultante de 57 Km, por encima del valor decidido.

A partir de estos ejemplos se puede notar que la MDFC sigue siendo cerca de 50 km en la mayoría de los casos, aunque el margen de clima sería diferente entre estos países, por ejemplo, con una diferencia de hasta un 100% entre Noruega y las zonas con menos margen de clima en la costa oeste de los E.E.U.U. Una consecuencia de valores pequeños de MDFC es que incluso los VE de ciudad con carga rápida podrían ser capaz de utilizar la infraestructura. Otra consecuencia es que la inversión inicial podría reducirse si las condiciones apuntan a una MDFC superior. Al utilizar el cálculo presentado en esta tesis, las estaciones de carga precisas que serían necesarios podrían ser planificados con el fin de promover el uso de vehículos eléctricos para los viajes interurbanos.

3.2.2.4 Aplicación a la infraestructura de autopistas en España

España tiene una fuerte dependencia del transporte por carretera y una dependencia de las importaciones de energía por encima de la media de la UE. El sector del transporte es el que consume más energía primaria (26%), y causa el 28% de las emisiones de CO₂ (BP Chair on Energy and Sustainability, 2012). Mientras tanto, el sistema eléctrico acomoda por encima de un 30% de contenido renovable, por lo tanto, la electrificación de transporte implicaría una mayor eficiencia y emisiones más bajas.

Con el fin de reducir sus emisiones, aumentar su cuota de renovables en el consumo de energía primaria, mejorar su eficiencia energética y reducir su factura de importaciones de energía, la electrificación del transporte en España es esencial, como se declara en el "Plan Movele" para promover la adopción de VE, y la "Estrategia de Impulso del Vehículo Eléctrico" definidos por el gobierno (Minetur, Ministry of Industry, Commerce and Tourism of Spain, 2010). Una de las razones de la baja adopción de VE en España es el uso de automóviles personales para viajes interurbanos (por ejemplo del centro a la costa), que implica largas distancias, como se puede deducir de los índices medios diarios de intensidad de vehículos, calculado por el ministerio "Red de Carreteras del Estado" (Ministerio de Fomento de España, 2013).

Además, los puntos de recarga rápida ubicados en las ciudades probablemente serán utilizados únicamente para la carga de emergencia, cuando los servicios de recarga lenta en el hogar, la oficina o estacionamientos no sean capaces de permitir la movilidad deseada. El uso adicional de puntos de recarga rápida urbanos podría ser la prestación de servicios de carga para VE cuando sea necesario durante el día. El cálculo de la BHCI, tiene por objeto permitir la movilidad eléctrica interurbana, donde la carga rápida (o intercambio de la batería) es la única posibilidad viable.

Teniendo en cuenta las proporciones de la electrificación del territorio español y la disponibilidad de estaciones de servicio (Ilustración 21), es evidente que la viabilidad de carga lenta es más de dos órdenes de magnitud mayor que las

estaciones de servicio. El número de estaciones de servicio en España es de 9.425, mientras que los contadores eléctricos son 27,5 millones, 2.920 veces mayor, según el Instituto Nacional de Estadística de España. La densidad espacial es de una estación de servicio por 18 km², en comparación con 147 conexiones para el suministro de electricidad por km². Las proporciones per cápita alcanzan cifras de una estación de servicio por cada 3.765 personas en comparación con un contador de electricidad por cada 1,56 personas. La relevancia de estas relaciones es clara en la disponibilidad de posibles cargadores lentos, pero no asegura la movilidad, sobre todo para el transporte interurbano, como se ha mencionado anteriormente.



Ilustración 21: Mapa de densidad de estaciones de servicio en España (Ministerio de Industria Turismo y Comercio, 2013)

Paradójicamente, hasta el año 2001, la distancia mínima entre las estaciones de servicio en autopistas en España fue establecida por regulación a 20 km, pero

más tarde fue eliminado con el fin de permitir que nuevos inversores instalaran más estaciones. Lo que es esencial en la etapa actual de la adopción VE es la disponibilidad de un número mínimo de estaciones de carga rápida para asegurar que haya suficiente servicio de carga a VE en el país, es decir, para desarrollar el BHCI necesario. Para lograr este objetivo, el MDFC se podría establecer como obligatorio en la regulación, ya sea suministrada por el Estado o cualquier participante privado.

Si España tuviera que instalar cargadores rápidos, con relaciones similares de densidad por kilómetro cuadrado o por cápita a los Países Bajos y Estonia, se requerirían entre 1.517 (teniendo en cuenta la extensión de España) y 590 (considerando per cápita) cargadores. Los costos de capital necesarios de la infraestructura estarían entre 83,5 millones de euros y 32,4 millones de euros, con un costo de operación anual de entre 6 millones y 2,3 millones. Para comparar estas cifras, el plan Movele (Minetur, Ministry of Industry, Commerce and Tourism of Spain, 2010) asignó 10 millones de euros, en los 8 millones en la adquisición de vehículos y 1,5 millones de euros para el despliegue de infraestructura de carga lenta. El plan PIVE, destinado a promover la compra de vehículos eficientes, ha destinado 75 millones de euros en su primera edición, y 150 millones se han asignado para la segunda edición y la tercera edición, en desarrollo en el momento de esta investigación, tiene una presupuesto de 70 millones de euros. Sin embargo, no se considera necesario tal cantidad de dinero para la inversión inicial en la infraestructura, por lo tanto, se procede a calcular el BHCI mínimo por medio de métodos más apropiados (utilizando el MDFC).

Basado en la MDFC, la ubicación de los puntos de recarga rápida tiene que ser diseñado para permitir el transporte eléctrico en todo el país. En cuanto a España, los componentes MDFC se estiman para todo el país como:

R_m : 123 km — Autonomía mínima en Categoría III;

M_w : 25% y 30% — Las temperaturas altas son comunes en verano, pero las temperaturas muy por debajo de los 0 °C sólo en algunas áreas;

M_f : 20% — Por el límite de velocidad, dado que es una red principalmente de 120 km/h. El factor adicional de modos de conducción y tráfico tendría en cuenta un 5%;

k : 0.8 — El límite de velocidad es menor en áreas con condiciones de carretera no ideales y en zonas con viento o heladas. En estos periodos de malas condiciones el tráfico no es tanto.

El valor resultante de la ecuación (5) es de entre 61,5 kilómetros y 67,65 kilómetros, este último valor para las regiones de clima templado. El margen de clima tiene que ser considerado más alto para las regiones con inviernos más severos (Castilla y León, en España, por ejemplo), para obtener un MDFC más preciso.

Los vínculos entre todas las capitales de provincia, a través de la red estatal de carreteras tienen una distancia mínima de 44 kilómetros (entre Valladolid y Palencia) y una distancia máxima de 297 km (desde Cáceres a Madrid). Tener un cargador rápido en cada capital de provincia podría ser una opción, lo que resulta en 50 estaciones de carga rápida, además de cargadores adicionales entre las capitales con una distancia entre ellos mayor que el MDFC. El cálculo de estas estaciones de carga interurbanos, resulta en 44 cargadores adicionales. Tal inversión sería la "carga rápida en ciudades importantes" (Ilustración 22) que podría ser utilizado para la movilidad urbana e interurbana también, y requeriría un gasto de capital (CAPEX) de aproximadamente 5,1 millones de euros, con los gastos operativos (OPEX) de 376.000 euros al año. El inconveniente es la no linealidad de las rutas y las desviaciones que supondría, incluso si se coloca al lado de la infraestructura de autopistas. Este hecho es la razón para calcular el BHCI utilizando la topología de las principales carreteras del estado para facilitar al máximo la movilidad. Sin embargo, la construcción de una infraestructura (por iniciativa pública, por ejemplo) no impide el despliegue de un grupo de propiedad privada en paralelo de estaciones de carga en las ciudades.

Otro cálculo básico para la BHCI, sin tener en cuenta la topología de las carreteras existentes, es calcular la infraestructura necesaria en base al total de la red estatal de carreteras, como en la ecuación (6). Este enfoque puede dar una estimación de la cantidad de puntos de recarga rápida, donde T_n es la longitud total de la red en km y el BHCI resultante es el número de estaciones requeridas.

$$BHCI = \frac{T_n}{MDFC} \quad (6)$$

Para el caso de España, con 26.037 kilómetros Red de Carreteras del Estado, los valores resultantes son entre 384 y 423 estaciones de carga. La cantidad es inferior a la infraestructura de ratios calculada sobre la base de los países más pequeños, sin embargo, significa una infraestructura valorada en 21-23 millones de euros y con un costo de operación anual de entre 1,5 millones y 1,69 millones de euros.



Ilustración 22: Distancias y red de carga en principales ciudades

Otra propuesta para la planificación de la implementación es a través de un cálculo de topología de las carreteras para la BHCI, como se mencionó anteriormente. La ilustración 23 representa la red estatal de carreteras con un valor alto de MDFC de 67,65 kilómetros de alcance, con una aproximación radial, a partir de Madrid, y siguiendo las diferentes carreteras del estado. La selección se aseguraría la posibilidad de rutas desde Madrid a cualquier destino en las carreteras estatales.

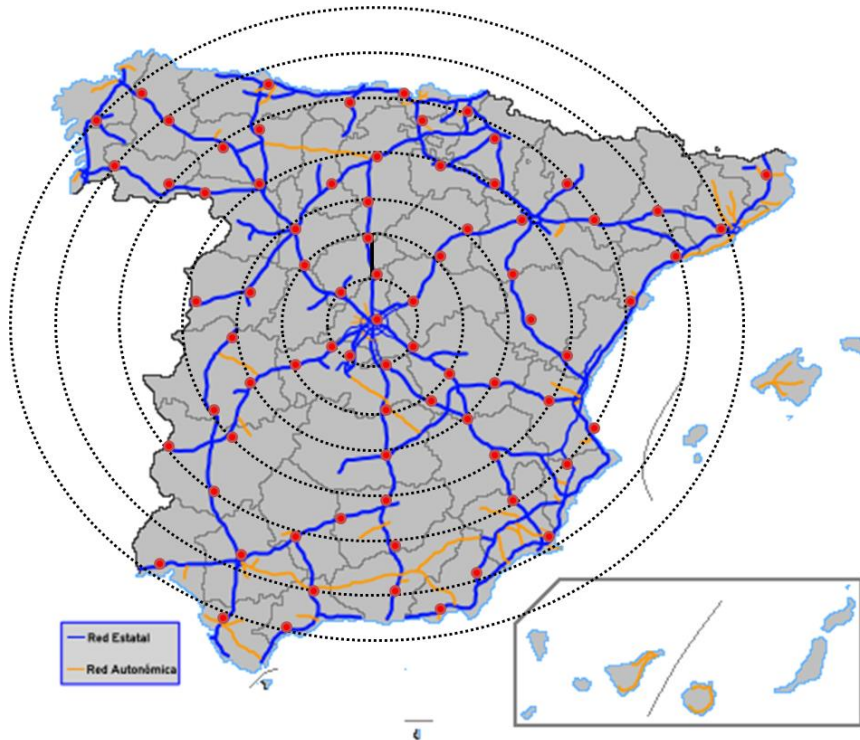


Ilustración 23: Red de carreteras del estado y alcance MDFC, modelo de topología radial

La inversión necesaria para una infraestructura mínima que permite la movilidad en toda la infraestructura de carreteras de España siguiendo el método MDFC radial implica el despliegue de 76 estaciones de carga rápida. La inversión en este caso sería 4,18 millones de euros y un mantenimiento anual de 304.000 euros.

Si se sigue la topología de la red, usando la autonomía individual, la ubicación se realiza con mayor precisión y el número de estaciones de carga es más alta, como se ve en la ilustración 24. La ilustración también da una impresión de la red secundaria cubierta con el alcance que permiten las estaciones de carga. Sólo una pequeña parte del país, alejada de las carreteras estatales, que se estima en menos de 10%, estaría fuera del alcance desde una estación de carga rápida.

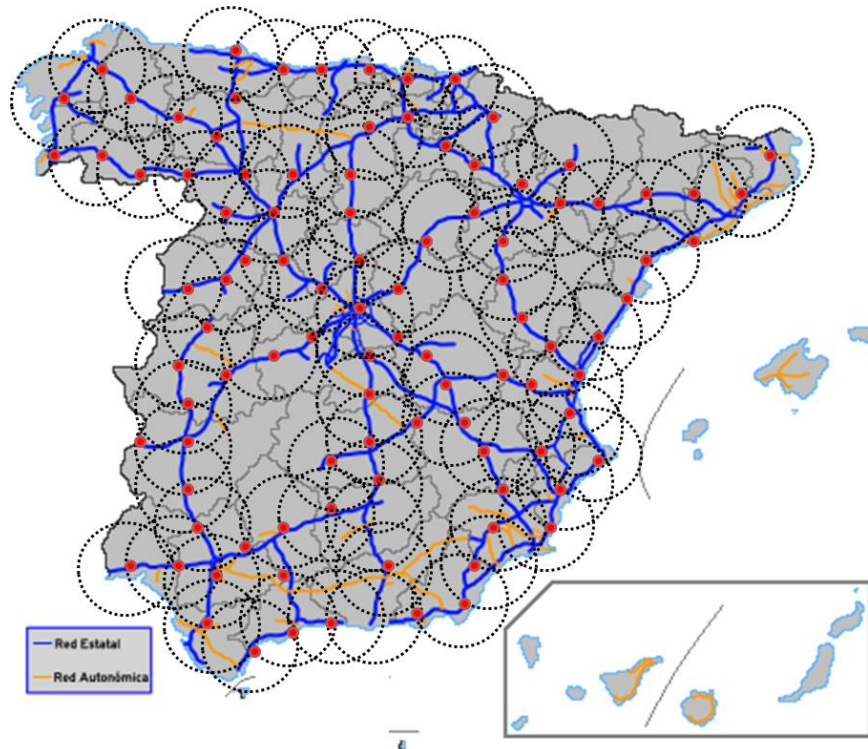


Ilustración 24: Red de carreteras del estado y MDFC, modelo de alcance individual

Utilizando la autonomía individual, se calculan noventa y nueve estaciones de carga rápida, puesto que la distancia radial entre MDFC puede ser más alta en la red vial nacional. La inversión que se estima por este método es de 5,44 millones de euros y un costo operacional de 396 mil euros por año. El resumen de los diferentes cálculos de infraestructura se recoge en la Tabla 13, donde los enfoques se pueden comparar.

Un ejemplo de la utilización de la infraestructura puede ser considerado con el uso de un Nissan Leaf, para cubrir la distancia entre Madrid y La Coruña (591

kilómetros). Con estaciones de carga rápida cada 67 kilómetros, y un alcance de 200 km, con condiciones climáticas normales y una carga inicial de hasta el 80%, serían necesarias tres paradas, cada una por debajo de 20 minutos, y con un tiempo total de cerca de siete horas. Un vehículo de combustión convencional podría completar la misma ruta normalmente con dos paradas (respetando los períodos de descanso exigidos para la seguridad), pero probablemente no ahorraría más de media hora. La diferencia entre ambas tecnologías, por tanto, ya no es importante, lo que subraya la importancia de tener una infraestructura de carga rápida en carretera para permitir un transporte más sostenible.

Tabla 13: Inversiones BHCI.

Método de estimación	Número de estaciones de recarga	Coste Capex (M€)	Coste Opex (k€)
Red radial de carga rápida	76	4,18	304
Carga rápida en ciudades principales	94	5,1	376
Red de estaciones por autonomía individual	99	5,44	396
Cálculo para total de km de red estatal (km/MDFC)	384-423	21-23	1.500-1.690
Ratios en otros países	590 - 1517	32,4 – 83,5	2.300-6.000

Los resultados anteriores, excluyendo el cálculo total de la carretera nacional y la relación basada en ratios, destacan el hecho de que la movilidad eléctrica por todo el país está disponible por un presupuesto cercano a los 5 millones de euros. Por otra parte, si se comparan estos resultados con otras metodologías, como las relacionadas con el número de estaciones de carga rápida por vehículo, la inversión necesaria podría ser aún menor cuando se consideran los valores reales de vehículos. Sin embargo, resulta ser mayor cuando los cálculos se basan en las unidades previstas en los años siguientes. Si el cálculo se realiza mediante el uso de métodos como el descrito por Xu (Xu, Miao, Zhang, & Shi, 2013), el MDFC se reduciría al mínimo y la inversión podría ser mayor, debido al

modelo de minimizar la distancia recorrida por los vehículos eléctricos (como en la infraestructura de carga urbana). El presupuesto resultado de la investigación representa una pequeña parte de los programas de adquisición de vehículos en marcha en España en la actualidad. Debe resaltarse el hecho de que dado un cierto uso de la infraestructura, la infraestructura puede ser rentable. Por tanto, no sólo deben ser consideradas las consecuencias positivas de reducción de emisiones, la reducción de la dependencia energética y la eficiencia energética, sino también la posibilidad de rentabilidad directa del servicio de carga rápida.

Un ejemplo del análisis de coste-beneficio para la infraestructura propuesta puede calcularse a partir de una de las estimaciones BHCl. Si se seleccionan 99 estaciones de carga, con una inversión de 5,44 M€ y un costo de operación de 396 k€ por año, teniendo en cuenta los costos de consumo eléctrico en la estación de 0,13 €/kWh y el precio de venta de 0,3 €/kWh, el número de cargas por año y por estación puede ser calculada para cubrir los costos de operación o para lograr un retorno de 10 años en la inversión de capital. Estos cálculos se muestran en la Tabla 14. Para que el número de cargas sea posible, al menos ocho vehículos por día tendrían que parar en cada estación. Teniendo en cuenta que la mayoría de las carreteras estatales tienen como media un índice diario de más de 10.000 vehículos, con un pequeño porcentaje de los vehículos que fuera VE los resultados de los cálculos podrían ser factibles.

El beneficio para los usuarios de vehículos es evidente con respecto a los gastos de transporte, dada una eficiencia de, por ejemplo, 8 kWh/100 km en comparación con, por ejemplo 7 l/100 km de un vehículo de combustión. Con 0,3 €/kWh del precio de venta eléctrico y un precio por litro de 1,4 €/l (basado en los precios reales de mercado en España), el costo por kilómetro es un 75% menos con el VE (2,4 €/100 km frente a 9,8 €/100 km).

El despliegue de estaciones de carga debe seguir un orden de prioridades, con base en el índice de media diaria de vehículos medidos por las carreteras

del estado. La metodología para la priorización requiere más investigación y modelización para complementar la metodología real.

Tabla 14: Análisis Coste-beneficio

Opex	396.000	€/año
Precio electricidad	0,13	€/kWh
Margen de venta	0,17	€/kWh
kWh/año para cubrir opex	2.329.412	kWh
Número de recargas de 20 kWh	116.471	número de recargas
Número de recargas por estación	1.176	recargas por estación y año
Para un retorno de inversión de capex en 10 años	3.200.000	kWh extra al año
Numero de recargas de 20 kWh	160.000	número de recargas
Número de recargas por estación	1.616	recargas por estación y año
Número de recargas por estación totales para cubrir opex y retorno de capex en 10 años	2.793	recargas por estación y año

Teniendo en cuenta la curva de reducción de costes para las estaciones de recarga, el costo de la construcción de la infraestructura se desarrollará siguiendo una curva de aprendizaje. A la fecha de esta publicación, en 2013, los costes de inversión de acuerdo con los precios de materiales ya son 40% más bajas que las estimaciones a partir de 2012 (Schroeder & Traber, 2012). Una vez que la demanda y el uso de vehículos se hayan incrementado lo suficiente, la infraestructura estatal o con apoyo estatal se moverá a una infraestructura de gestión privada.

En este apartado se ha estimado una infraestructura de país para permitir la movilidad interurbana completa para VE, calculando el MDFC. Los valores que influyen en la MDFC se han presentado y se han calculado. Además, a partir del análisis, se puede extraer una conclusión clara y sencilla; la infraestructura de carga rápida requerida no implica una alta inversión inicial en comparación con otros planes de incentivos al VE. Para el caso de España, menos de 5 millones de euros permitirían una infraestructura eléctrica de carga rápida en todo el país, requiriendo menos de 100 estaciones de carga rápida. Aunque el enfoque para los cálculos es España, una aplicación general de la metodología es posible. En esta tesis también se comparan los valores de MDFC en proyectos de gran despliegue de infraestructura de carga rápida existentes en otros países, obteniendo similares aunque valores ligeramente más altos (> 10%). Estos proyectos tienen un MDFC más conservador, el riesgo de que los vehículos eléctricos no lleguen a la siguiente estación de carga rápida se reduce al mínimo, pero la inversión efectiva podría haberse reducido con el cálculo detallado del MDFC.

Se propone que la construcción de la BHCI sea promovida directamente por el gobierno como una infraestructura pública, o subvencionada desde el gobierno hacia los inversores privados. El retorno de la inversión no será en el corto plazo, a menos que la adopción VE supere las expectativas, pero se complementaría con otros beneficios además de la promoción de la movilidad eléctrica interurbana. La reducción de la dependencia energética, el desequilibrio del comercio de energía, y por lo tanto menos déficit comercial a financiar, son los principales valores para el país.

Junto con palancas fiscales propuesto por Turcksin (Turcksin, Mairesse, Macharis, & van Mierlo, 2013), restricciones de apoyo financiero y de limitación de emisiones, que tienen el objetivo de hacer que el transporte por carretera más sostenible, se incluye una propuesta adicional. Relacionado con el contenido de la investigación, una medida de política energética para favorecer la movilidad

eléctrica en carreteras podría ser la reducción de peaje en autopistas, para fomentar la movilidad eléctrica para las rutas interurbanas.

El modelo propuesto tiene por objeto establecer la infraestructura con objetividad, a pesar de la actual incertidumbre sobre cómo el clima, la flexibilidad y la simultaneidad de factores influyen en rango. Nuevas investigaciones sobre estos factores, en paralelo con la implementación de mejoras tecnológicas para VE, puede mejorar la metodología presentada en esta tesis. Por esta cuestión, el aumento de la adopción de VE y el consiguiente aumento de los datos de la experiencia para el transporte interurbano resultará valiosa.

3.3. Encuesta sobre Implementación de tecnologías Smart Grid

Como complemento al análisis del estado del arte y la valoración de las tecnologías, se ha llevado a cabo con una encuesta a expertos en tecnología SG. De esta manera se complementa de manera cuantitativa el desarrollo y se ha considerado que centra las estimaciones que hay en la literatura con la realidad en 2015.

La encuesta se realiza en inglés para llegar a un alcance mayor, con el objetivo de no centrar la valoración en las opiniones nacionales. Es posible que la opinión en España sea diferente influida no sólo por el nivel de desarrollo tecnológico, sino también por la regulación del sector.

3.3.1. Selección de expertos

Se han seleccionado principalmente en el ámbito de las SG tanto en España como expertos internacionales. La selección del público para encuestar se ha realizado en el ámbito de la investigación en universidades o centros de investigación, en empresas de servicios eléctricos, en proveedores de tecnología o en asociaciones u organismos reguladores. Para la selección de expertos nacionales, se ha utilizado la lista de participantes en Futured (Futured, 2015), las personas responsables de SG en las grandes compañías eléctricas, los principales fabricantes de equipos, expertos en regulación y también los autores

principales que participaron en los congresos I y II de Smart Grids en España (Grupo Tecma Red S.L., 2015)

3.3.2. Desarrollo de la encuesta

Se ha querido simplificar el cuestionario para limitar el tiempo necesario a 10 minutos, y poder conseguir un ratio de respuesta suficientemente alto como para que el resultado fuera lo más relevante posible.

Puede accederse a la encuesta en el enlace: <https://www.surveymonkey.com/r/DTPYDR9>. Este enlace se ha facilitado a los expertos seleccionados, pero se ha permitido acceso libre, sin necesidad de contraseña. La intención fue que estas personas pudieran compartir el enlace a compañeros cuya aportación consideraran relevante.

Las páginas de la encuesta y las preguntas realizadas:

1. Página de introducción en la que se explica el contexto de la investigación y el tiempo necesario para completarla. Se muestra en la ilustración
2. Página sobre la definición de la SG. Para contrastar la opinión de los encuestados con la definición realizada en este trabajo.
 - a. Beneficios principales, se da la opción de elegir los 3-4 que se consideran más importantes para el encuestado, entre: Optimización, resiliencia, calidad, seguridad, eficiencia, sostenibilidad, capacidad, fiabilidad, participación, modernización, servicio al cliente, integración, descentralización, coste, automatización, flexibilidad, además la opción de añadir un valor no considerado.
 - b. Características que definen a las SG. En este apartado se pide ordenar por importancia las características de las redes inteligentes, de entre las siguientes:
 - i. Empodera a los consumidores
 - ii. Facilita la generación distribuida y renovable

- iii. Tiene flujo bidireccional de información y energía
 - iv. Permite el desarrollo de nuevos productos y servicios
 - v. Asegura una operación fiable
 - vi. Opera eficientemente
- c. Tecnologías más importantes. En este apartado se permite seleccionar al encuestado las que considera 3 más importantes de entre:
- i. Tecnologías renovables
 - ii. TIC
 - iii. Contadores electrónicos
 - iv. VE
 - v. Almacenamiento eléctrico
 - vi. Tecnología de hogar inteligente
 - vii. Automatización de edificios
 - viii. Electrónica de potencia
 - ix. Gestión de datos
 - x. Equipamiento de monitorización
 - xi. Cogeneración
 - xii. Microrredes
- d. Comentarios adicionales sobre la definición
3. Lista de tecnologías y beneficios. En este apartado se permite al encuestado seleccionar los beneficios que aporta cada una de las funciones de la tecnología SG. Los valores que se pueden seleccionar son: Eficiencia, fiabilidad, seguridad, calidad, optimización, innovación, sostenibilidad, participación de cliente. En cuanto a las tecnologías, se muestran las siguientes:
- a. Automatización de subestaciones para mejora de protección
 - b. Plantas Virtuales para integrar la generación distribuida en los mercados
 - c. Automatización de la distribución para mejora de la protección
 - d. Automatización de edificios para mejora de la eficiencia

- e. Almacenamiento eléctrico en viviendas
 - f. Infraestructura avanzada de Medida para lectura y facturación
 - g. Microrredes capaces de funcionar en modo isla para mejorar fiabilidad
 - h. Monitorización de activos y sistemas de gestión del mantenimiento
 - i. Precios dependiendo del tiempo de uso
 - j. Sistemas de recuperación del servicio para mejora de la fiabilidad
 - k. Sistemas de información geográfica para mantenimiento
 - l. Autoconsumo renovable
 - m. VE como almacenamiento distribuido (V2G)
 - n. Sistemas de Monitorización de Ampliada (WAMS)
 - o. Sistemas de gestión de la energía en hogares para mejora de eficiencia
 - p. Mantenimiento asistido por ordenador
 - q. Plantas virtuales de generación para participación en el Mercado eléctrico de generación distribuida
 - r. Gestión de la demanda e interrumpibilidad para reducción de pico de demanda
 - s. Sistemas de recarga de vehículo eléctrico
 - t. Flexible AC Transmission Systems (FACTS)
 - u. Sistemas de almacenamiento en red
 - v. Provisión de servicios auxiliares por la generación distribuida
 - w. Interconexiones en alta tensión CC (HVDC)
 - x. Sistemas de conexión de VE a los hogares (V2H)
4. Relación Coste-beneficio de las funciones de las tecnologías SG. Se utiliza la misma lista de tecnologías y se permite al encuestado valorar el coste-beneficio, en las siguientes opciones:
- a. Muy positiva (un ratio coste-beneficio mejor que 1:4)
 - b. Positiva (un ratio coste-beneficio positivo, por ejemplo 1:2)
 - c. Neutral (un ratio coste-beneficio cercano a 1:1)
 - d. Negativa (un ratio coste-beneficio peor que 1:1)

- e. No aplica
- 5. Página de agradecimiento, en el que se solicita el sector del participante y su correo electrónico para compartir la información de los resultados.

Las ilustraciones 25 y 26 que siguen muestran dos de las pantallas de la encuesta. En el [Anexo II](#) se incluyen las pantallas completas de la encuesta.

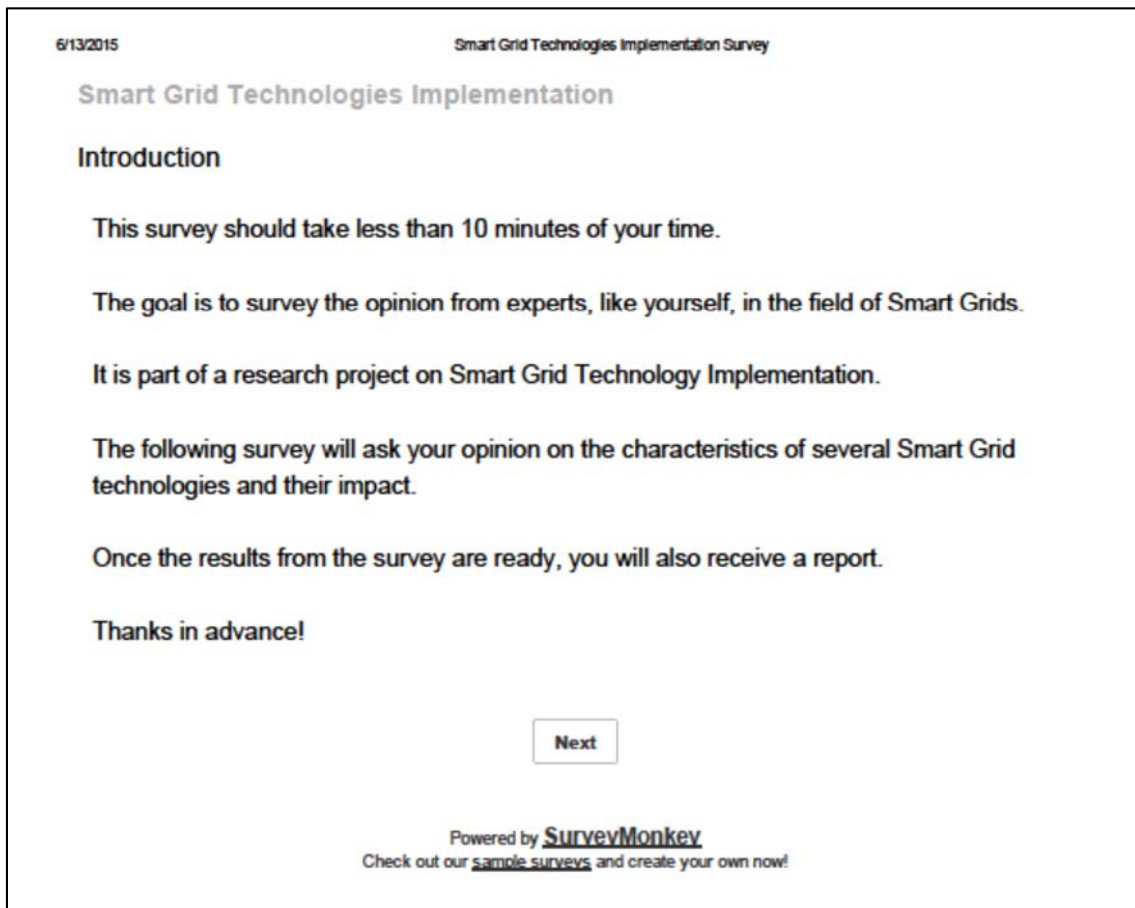


Ilustración 25: Página principal de la encuesta

6/13/2015 Smart Grid Technologies Implementation Survey

Smart Grid Technologies Implementation

Smart Grid definition

This starting page will address the Smart Grid definition, and your opinion on the key elements

1. Select the key beneficial principles that, in your opinion, Smart Grids bring (for example, 3 or 4)

- Optimization
- Resiliency
- Quality
- Security
- Efficiency
- Sustainability
- Capacity
- Reliability
- Participation
- Modernization
- Customer service
- Integration
- De-centralization
- Cost-efficiency (Economy)
- Automation
- Bi-directionality
- Flexibility

Other (please specify)

2. Please rank the following defining characteristics of the Smart Grid. Which are more important in your opinion?

1 ▼ Empowers customers to generate and use electricity more efficiently

2 ▼ Facilitates low-carbon and distributed generation

<https://www.surveymonkey.com/r/DTPYDR9> 1/2

Ilustración 26: Segunda página de la encuesta

3.3.3. Resultados

El resultado de participación, para el que se establecía un objetivo de al menos 30 participantes, se superó. Por lo tanto, se considera que los resultados son suficientemente relevantes desde ese punto de vista.

En la primera sección, se respondía sobre la definición de Smart Grids y sus características. El resultado sobre los principios o beneficios principales fue el siguiente, recogido en la ilustración 27.

El resultado muestra que los encuestados consideran la eficiencia como el primer principio y beneficio que se busca con las SG. Esto coincide con los resultados de la encuesta ISGAN (ISGAN, 2014). En la última revisión de la encuesta se mostraba el incremento de la eficiencia como el primer motivo o principio para implementar SG. De estos resultados cabe resaltar que la seguridad, que es una consideración clave para la implementación no lo es como principio motivacional. Es decir, interesa mejorar la eficiencia y optimizar la operación de las redes y por ello se desarrolla la SG, pero al implantarla se quiere que sea de manera segura. Encaja por tanto como un valor o beneficio secundario. Lo mismo pasa con la capacidad, la resiliencia y la calidad.

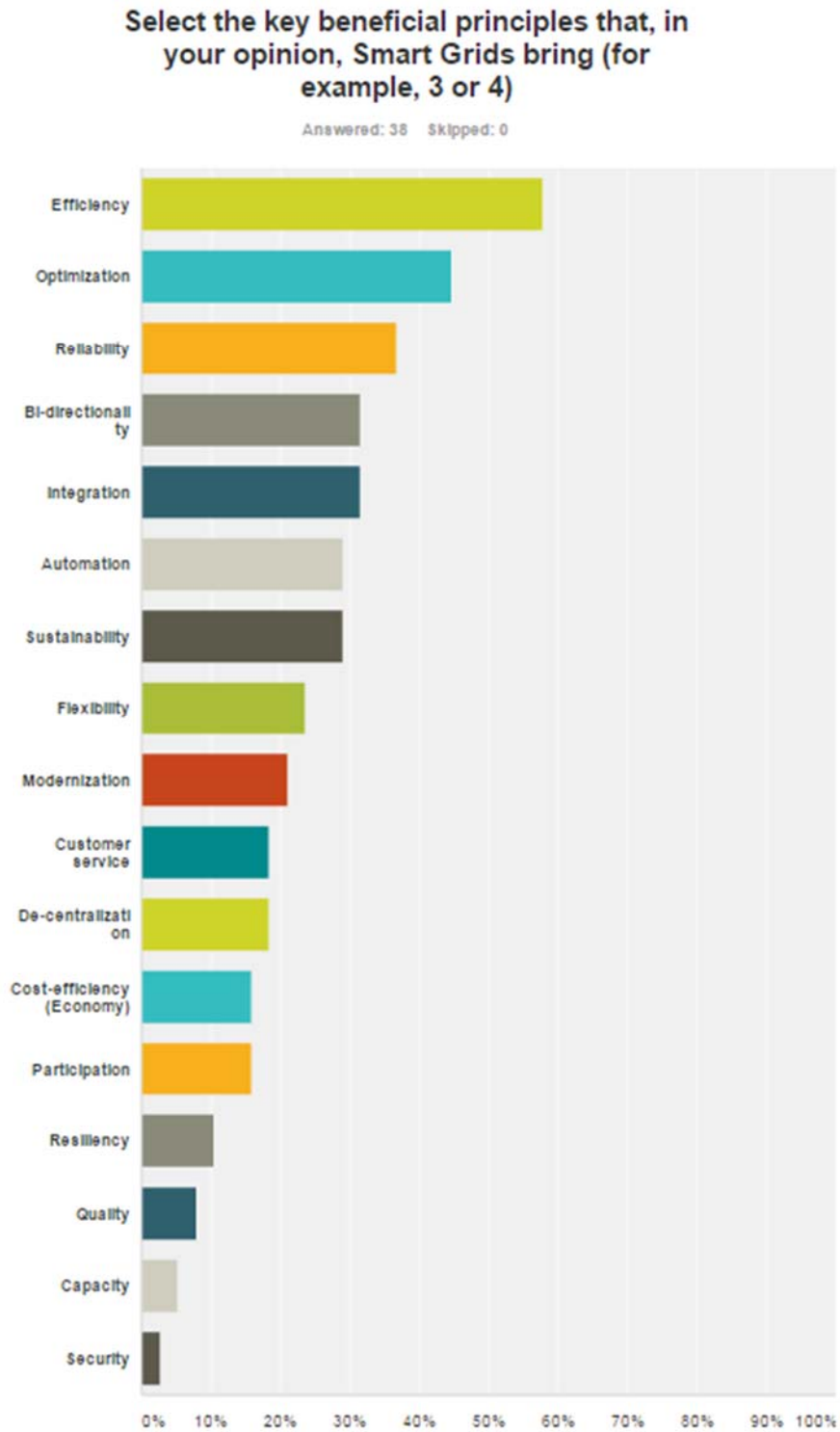


Ilustración 27: Resultado principios Smart Grid

La siguiente pregunta requería ordenar por importancia las características definitorias de la SG. El resultado se muestra en la ilustración 28.

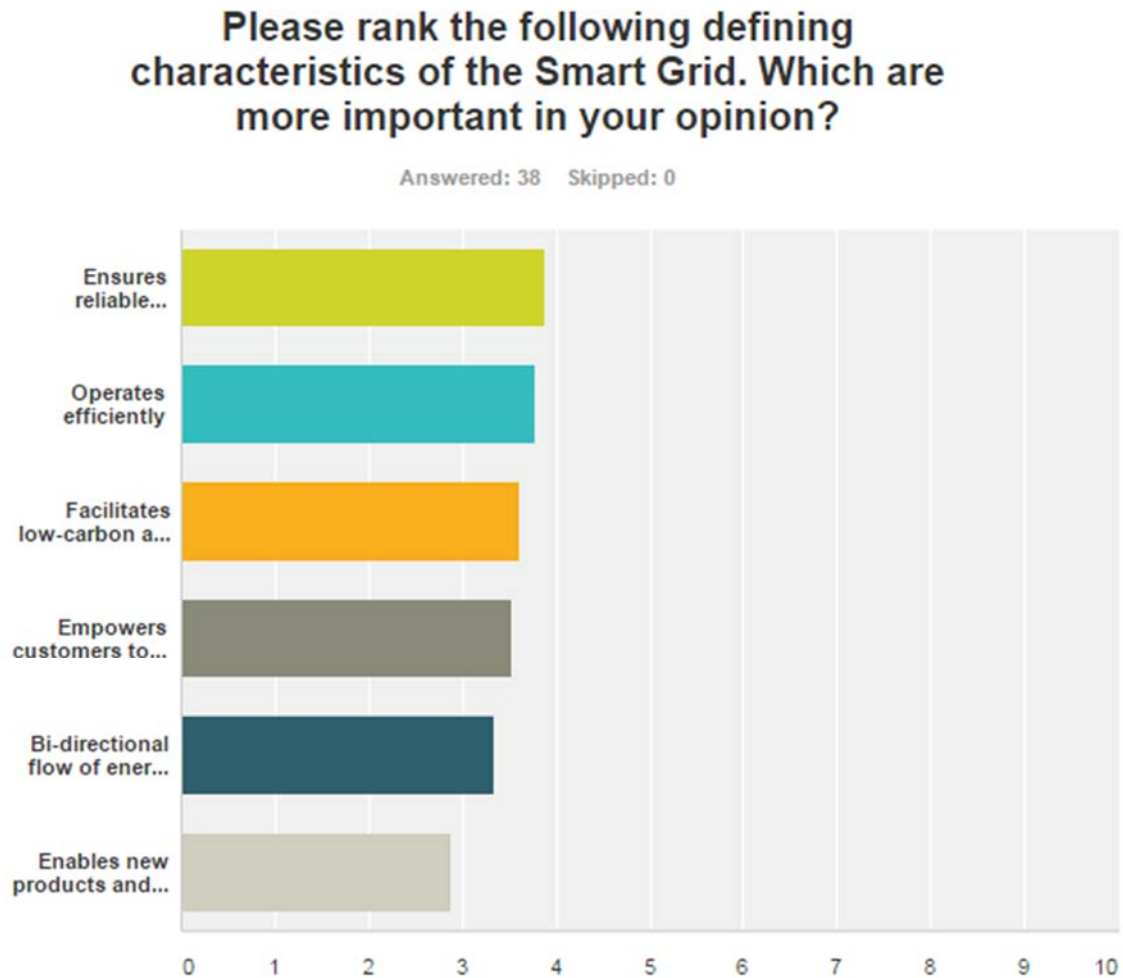


Ilustración 28: Resultado características definitorias

En este apartado, las respuestas están muy distribuidas, con lo que la puntuación es similar para todas las opciones. Lo que demuestra es que todas tienen una importancia similar en definir a las SG. Se puede resaltar, si acaso, que la característica de facilitadora de nuevos productos y servicios es la menos puntuada. Esto se considera que se ha seleccionado menos puesto que los encuestados aún no han visto que se haya puesto en práctica, es decir, no han comprobado la aparición de nuevos productos y servicios. Sin embargo si han podido comprobar que aumenta la fiabilidad con tecnologías SG como las

protecciones avanzadas de distribución. También cabe mencionar que la opción siguiente menos votada es la bidireccionalidad de la información y la energía. Sorprende que no se considere más definitoria de las SG puesto que es una característica clave en todas las definiciones, pero se interpreta que es una característica sine qua non, pero que define más a las SG que mejora la fiabilidad y que facilita la integración de renovables. Puesto que la bidireccionalidad no es un fin sino un medio, no se le da tanta importancia. Puede interpretarse lo mismo respecto la característica de facilitar nuevos productos que ya se ha comentado.

La siguiente pregunta solicitaba la selección de las tecnologías más importantes de las SG. Los resultados se muestran en la ilustración 29.

En este caso sí se ha seleccionado mayoritariamente las TIC como las más importantes, puesto que engloban muchas aplicaciones tecnológicas y suponen el soporte para muchas otras tecnologías, es razonable que se seleccione como la primera. Además coincide con el hecho de que en casi todas las definiciones de SG se indica que se incorporan estas tecnologías para construir la SG. La segunda opción es otra tecnología que comúnmente se asocia con el término SG, los contadores electrónicos. También muchas veces se considera como una tecnología necesaria para muchas aplicaciones o funciones de las SG, aunque no siempre es así.

Por ejemplo, que para conseguir los beneficios de la automatización de hogares para conseguir eficiencia energética sea necesario el contador electrónico no es cierto, las tecnologías de la “Smart Home” pueden recibir inputs a través de internet, por ejemplo del OSG sin pasar por el contador. Las renovables, como parte fundamental para conseguir los objetivos medioambientales de las SG, han sido resaltadas por los encuestados.

Es razonable que la cogeneración no se le dé importancia como tecnología clave, puesto que no está tan asociada a la SG, aunque puede ser utilizada por ejemplo en MG. Un resultado que es relevante valorar es que los edificios inteligentes, o la automatización de edificios. Como en el informe Smart 20.20

(Accenture, 2012) esta tecnología se separaba de las SG, muchas veces se considera independiente. Sin embargo, como ese mismo informe demostraba y se ha mencionado es una tecnología fundamental y una de las que mejor retorno de inversión aporta.

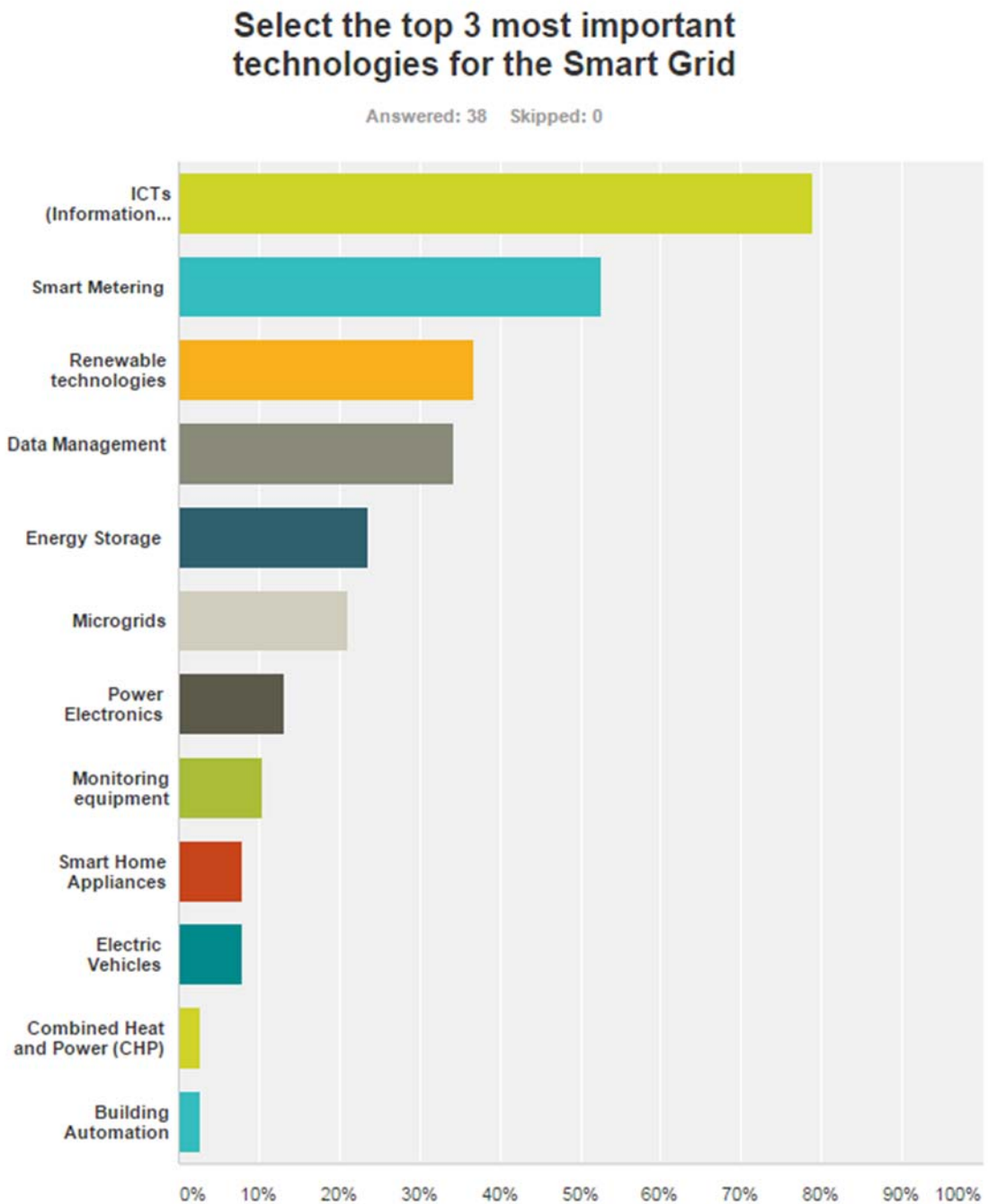


Ilustración 29: Resultado de tecnologías más importantes

Respecto del almacenamiento se es muy probable que la posición en la lista hubiera sido menos importante hace un año, pero el desarrollo en los precios de las baterías y las nuevas apariciones en el mercado de soluciones para viviendas hacen que ahora se valore más su importancia como tecnología SG.

Respecto de los beneficios de las diferentes tecnologías, se muestra en la tabla 15 los resultados. En ella los encuestados seleccionan qué beneficios tiene cada tecnología.

De estos resultados se puede resaltar los múltiples beneficios que se le atribuyen a la gestión de la demanda, con una selección en casi todas las categorías. Es casi unánime la relación tanto de la automatización en subestaciones, en distribución y los sistemas de restauración del servicio con el beneficio de la fiabilidad. Otra característica en la que los encuestados casi coinciden por completo es en la relación de la automatización de edificios con la eficiencia. Teniendo en cuenta que la eficiencia energética suele ser muy rentable, se entienden que la inversión en automatización de edificios o edificios inteligentes favorezca la eficiencia y por tanto sea rentable. Respecto de la sostenibilidad, los encuestados apuntan a dos tecnologías clave, el autoconsumo renovable y la automatización de viviendas. Este resultado apuntaría al usuario como el mayor responsable de hacer sostenibles las redes, mediante autoconsumo renovable y automatización. De estos dos resultados mencionados cabe destacar que los edificios y hogares automatizados, con energías renovables son fundamentales en las SG para lograr la sostenibilidad y mejorar la eficiencia. Al mismo nivel de valoración en sostenibilidad estaría el V2H, que complementa la generación renovable en edificios con el almacenamiento en VE, con lo que se consigue reducir las emisiones de CO₂ del consumo eléctrico y de movilidad al mismo tiempo. Esta tecnología ha sido además la más puntuada como innovadora, lo que se entiende puesto que es la menos extendida de todas.

Tabla 15: Resultados de beneficios por tecnología

	Efficiency	Reliability	Security	Quality	Optimizatio	Innovati	Sustainability (environment	Customer Participa	Total Respons
Substation automation for improved protection	26.67% 8	76.67% 23	60.00% 18	36.67% 11	40.00% 12	6.67% 2	10.00% 3	0.00% 0	30
Virtual Power Plants to integrate DER in energy markets	60.00% 18	26.67% 8	13.33% 4	13.33% 4	60.00% 18	40.00% 12	50.00% 15	36.67% 11	30
Distribution automation for improved protection	36.67% 11	96.67% 29	53.33% 16	46.67% 14	40.00% 12	10.00% 3	3.33% 1	3.33% 1	30
Building Automation Systems for energy efficiency	86.21% 25	13.79% 4	13.79% 4	17.24% 5	51.72% 15	34.48% 10	37.93% 11	51.72% 15	29
Home Energy Storage	34.48% 10	37.93% 11	20.69% 6	20.69% 6	24.14% 7	41.38% 12	44.83% 13	79.31% 23	29
Advanced Metering Infrastructure for reading and billing	62.07% 18	17.24% 5	17.24% 5	31.03% 9	34.48% 10	24.14% 7	10.34% 3	55.17% 16	29
Islanding Microgrids for reliability	25.00% 7	71.43% 20	25.00% 7	17.86% 5	32.14% 9	39.29% 11	35.71% 10	39.29% 11	28
Asset Monitoring and Management Systems for maintenance	46.43% 13	75.00% 21	50.00% 14	46.43% 13	53.57% 15	17.86% 5	7.14% 2	0.00% 0	28
Time of Usage pricing for peak-shaving	57.14% 16	17.86% 5	10.71% 3	3.57% 1	25.00% 7	35.71% 10	35.71% 10	75.00% 21	28
Outage Restoration Systems for reliability	17.86% 5	92.86% 26	50.00% 14	32.14% 9	17.86% 5	3.57% 1	3.57% 1	7.14% 2	28
Geographic Information Systems for Maintenance	60.71% 17	46.43% 13	42.86% 12	21.43% 6	42.86% 12	7.14% 2	3.57% 1	7.14% 2	28
Self-consumption renewable generation	35.71% 10	10.71% 3	7.14% 2	0.00% 0	25.00% 7	28.57% 8	75.00% 21	71.43% 20	28
Electric Vehicles as distributed Storage (V2G)	32.14% 9	14.29% 4	0.00% 0	10.71% 3	32.14% 9	42.86% 12	64.29% 18	71.43% 20	28
Wide Area Monitoring Systems (WAMS) for improved operation	46.43% 13	82.14% 23	57.14% 16	35.71% 10	35.71% 10	17.86% 5	10.71% 3	3.57% 1	28
Home Energy Management Systems for efficiency	64.29% 18	10.71% 3	3.57% 1	14.29% 4	21.43% 6	32.14% 9	53.57% 15	67.86% 19	28
Software aided Maintenance	44.44% 12	66.67% 18	44.44% 12	37.04% 10	33.33% 9	14.81% 4	3.70% 1	3.70% 1	27
Virtual Power Plants for energy market participation of	59.26% 16	22.22% 6	11.11% 3	7.41% 2	51.85% 14	25.93% 7	51.85% 14	51.85% 14	27
Demand Response load-shedding systems for peak-shaving	51.85% 14	51.85% 14	29.63% 8	11.11% 3	44.44% 12	18.52% 5	37.04% 10	59.26% 16	27
Electric Vehicle charging management systems	37.04% 10	18.52% 5	3.70% 1	18.52% 5	55.56% 15	40.74% 11	51.85% 14	44.44% 12	27
Flexible AC Transmission Systems (FACTS)	44.44% 12	66.67% 18	40.74% 11	40.74% 11	33.33% 9	25.93% 7	14.81% 4	7.41% 2	27
Bulk Energy Storage Systems	48.15% 13	48.15% 13	33.33% 9	11.11% 3	59.26% 16	40.74% 11	44.44% 12	7.41% 2	27
Distributed Generation Ancillary Services Provision	57.69% 15	57.69% 15	42.31% 11	38.46% 10	38.46% 10	15.38% 4	26.92% 7	15.38% 4	26
High Voltage Direct Current interconnections	46.15% 12	50.00% 13	38.46% 10	34.62% 9	34.62% 9	30.77% 8	15.38% 4	3.85% 1	26
Electric Vehicle to Home Systems (V2H)	19.23% 5	11.54% 3	3.85% 1	0.00% 0	42.31% 11	50.00% 13	46.15% 12	65.38% 17	26

La última pregunta es la que se centra en el coste-beneficio, el punto fundamental de la encuesta. Lo que se puede apreciar en los resultados es que no hay diferencias muy grandes entre tecnologías. En la ilustración 30 se muestran los valores resultantes para cada tecnología, donde el peso para cada opción está ponderada de 1 a 4. Por tanto el resultado 4 significaría que todos los encuestados han valorado la tecnología con un coste-beneficio muy alto.

Un tema muy relevante de estos resultados que hay que mencionar es que en muchos casos la rentabilidad de la tecnología está influida por la regulación, o por el coste energético, que varían entre países e incluso entre regiones dentro del mismo país.

Los resultados muestran la opinión de los encuestados de que la mayoría de las tecnologías SG tienen un retorno positivo. Sólo hay dos excepciones, el almacenamiento en VE para distribución y el uso de VE para la red de vivienda obtienen un valor menor que neutro, es decir, se considera que no se obtiene retorno de la inversión. Esto se explicaría por la creencia de que las baterías de los vehículos se ven deterioradas por el ciclo de carga y descarga a la red si es diario. Además, es obvio que si la inversión en el vehículo se considera como coste, el beneficio en estas aplicaciones no se obtiene.

En la encuesta se obtiene un resultado de retornos entre positivos y muy positivos para 7 opciones tecnológicas. La más valorada es la automatización de edificios que, como ha sido comentado, se considera que tiene un retorno en eficiencia muy alto. En esto los encuestados están alineados con la literatura al respecto. La segunda la reposición automática del servicio. En este caso el beneficio es la fiabilidad, cuanto mayor sea el coste de no disponibilidad mejor será la inversión en esta tecnología. Lo importante de este caso de negocio es, que la inversión en estos sistemas la hace la distribuidora, pero el beneficio en fiabilidad es para los usuarios, por lo que el retorno depende de cómo esté regulada la retribución.

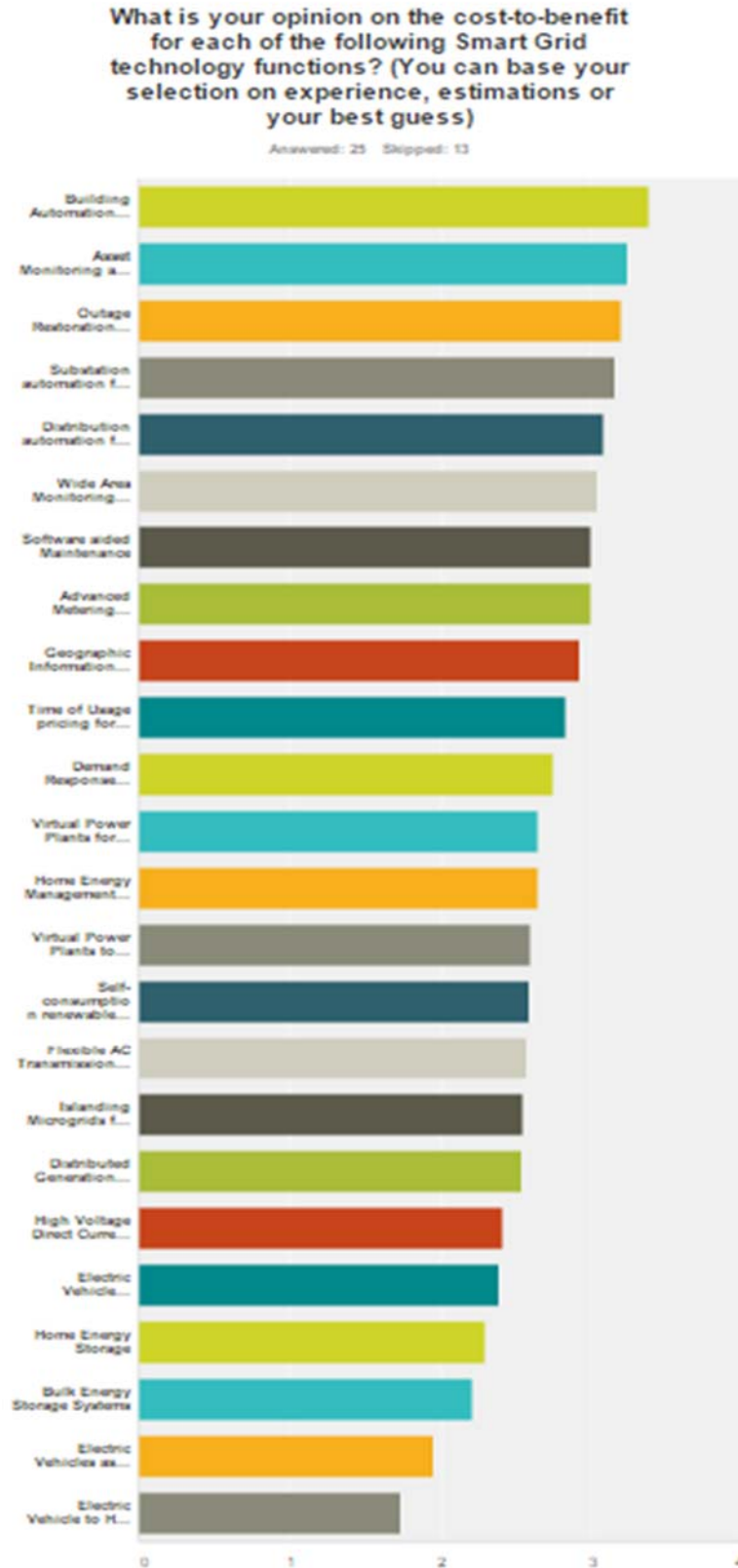


Ilustración 30: Resultado de valoración del coste-beneficio por tecnología

Las 8 primeras opciones tecnológicas después de la automatización de edificios corresponden a compañías eléctricas. Todas ellas con retornos considerados positivos, aunque todas ellas dependen del entorno regulatorio y de cómo se retribuye a estas empresas.

La regulación también afecta mucho a otras tecnologías, aunque no corresponda hacerlas a las empresas en negocio regulado (distribución o transmisión). El ejemplo más claro es el autoconsumo. Los encuestados consideran que el coste-beneficio es positivo, pero por ejemplo, en el caso de España si la normativa de autoconsumo se publica en las condiciones del borrador que existe en Junio de 2015, el coste-beneficio sería menos positivo.

Como resultado de la participación, se ha preguntado la procedencia de los participantes, que se pretendía conseguir equilibrado entre académicos y personal de las empresas eléctricas o fabricantes de equipos. Se muestra en la ilustración 31 los sectores, donde la respuesta “otros” ha sido completada por consultores en todos los casos. Hay una participación mayoritaria de personal de empresas eléctricas, que posiblemente conocen el coste-beneficio mejor que otros actores para las tecnologías que están utilizando.

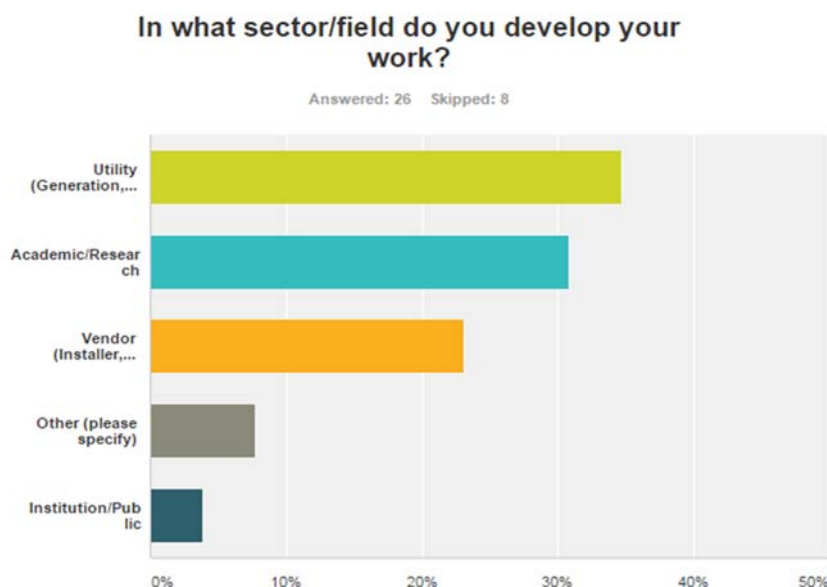


Ilustración 31: Resultado, procedencia de los participantes

Como conclusión de la encuesta se puede resaltar:

- Se ha logrado suficiente participación para obtener relevancia en los resultados. Además se ha logrado un equilibrio en la procedencia de los encuestados.
- Las respuestas de los participantes están alineadas con las características y la definición de SG realizada en este trabajo
- Prácticamente la totalidad de las tecnologías valoran los encuestados, de media, que tienen un retorno de inversión positivo
- Se destaca la tecnología de automatización de edificios como la que se considera con mejor retorno de inversión, además de ser la que se considera que aporta mayor beneficio de eficiencia
- Las aplicaciones de almacenamiento eléctrico en VE no se consideran de media con un coste-beneficio positivo

4. Caso Práctico: Empresa de Alumbrado de Ceuta

4.1. Introducción

La Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta S.A. (EAECSA) es una compañía eléctrica de propiedad privada con sede en la ciudad autónoma de Ceuta, situada en el continente africano. Esta compañía presta servicios a aproximadamente 30.000 clientes como una empresa comercializadora de electricidad y es la única empresa de distribución, propietaria de la red de distribución de media y baja tensión de la ciudad autónoma.

La distribución eléctrica en Ceuta se inició en 1892, como parte de los activos de la empresa Electra Marroquíes en el norte de África. Desde 1973, ha operado como una isla eléctrica, sin conexión con la Península Ibérica o en el territorio marroquí. Como resultado de la desregulación del mercado, la compañía comenzó una nueva línea de negocio como comercializador de energía, mientras que la distribución sigue siendo un negocio regulado, que se rige por la ley española RD 222/2008. Este estudio se realiza en una situación en la que hay varias oportunidades percibidas para diferentes tecnologías de SG para mejorar los resultados de la compañía. La realidad actual de la empresa se compara con el estado deseado SG, para decidir la estrategia y el plan de implementación siguiendo en este primer paso el proceso propuesto por el NETL. Sin embargo, se seguirá el proceso de alineación estratégica de tecnologías que se propone en esta tesis, en vez del análisis de huecos que propone el NETL. Sirve como explicación y contraste de la idea que puede plantearse frente a la valoración con la herramienta.

4.2. Estado Actual

La red eléctrica actual, se extiende sobre un territorio de 19 km², con 79 kilómetros de líneas de Media Tensión (MT) (65 kilómetros de ellas subterráneas) y 185 subestaciones MT, propiedad de la empresa, además de 54 centros de transformación de clientes. Dada la configuración de la red, los

principales desafíos para la implementación de redes inteligentes están por debajo del nivel de transmisión, a excepción de un posible vínculo con la red europea a través de la península Ibérica. Este enlace ha sido examinado por el Operador del Sistema de Transmisión (REE), entrando en la planificación y podría ser efectiva a partir de 2017. En este momento hay una sola central eléctrica y nula generación adicional en MT o baja tensión. La capacidad instalada es de 96 MW, consistente en 9 grupos diésel y una turbina de gas. La demanda máxima es alrededor de 35 MW, en verano durante medio día y en invierno durante las noches, impulsado por el consumo residencial de aire acondicionado y bombas de calor respectivamente.

Las iniciativas actuales de la compañía está desarrollando son:

- Sistema de Sistema de Información Geográfica (GIS) para la red de MT
- Telecontrol de la red de MT
- Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) con la instalación de contadores inteligentes con el protocolo Prime
- Actualizaciones en la automatización de distribución
- Infraestructura de comunicación (fibra óptica) puesta en marcha
- Protección de red avanzada a través de la coordinación de nuevos relés de protección

En el área de renovables, aún no existen parques eólicos o fotovoltaicos (PV) las plantas, pero los proyectos han sido presentados por ambas tecnologías en la escala de servicios públicos (> 2 MW), pero ninguno se desarrolla en el mini o microgeneración por los usuarios finales. Esta área de la mini y el desarrollo de sistemas MG representa una de las oportunidades más importantes para mejorar la eficiencia energética e incrementar la penetración de energías renovables, integrándolas en el sistema.

Una evaluación detallada de todas las áreas de redes inteligentes de vencimiento no se ha realizado, pero algunos modelos están disponibles, como

ya se ha mencionado en la sección 3, como el SGMM desarrollado por SEI (Software Engineering Institute, 2014).

4.3. Estrategia y Estado futuro deseado

La estrategia de la compañía se centra en la eficiencia, sobre todo en las operaciones. Para evaluar el plan SG de las empresas de distribución algunos modelos (International Energy Agency, 2015) han sido propuestos en la literatura, pero esta investigación se centrará en las funciones SG. La función principal de la SG vinculada con esta estrategia es optimizar la utilización de activos y operar la red de manera más eficiente. Las grandes inversiones, por tanto, pueden no encajar en la estrategia de la compañía, que se centra en la optimización de la calidad de manera progresiva, como un medio para mejorar los resultados.

La rentabilidad en el negocio de distribución en España depende principalmente de los activos de distribución, además de la eficiencia y los índices SAIDI (System Average Interruption Duration Index) y SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), que miden la fiabilidad del suministro y la falta de interrupciones. En la regulación española, los índices de calidad se llaman TIEPI (tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada) y NIEPI (número de interrupciones equivalente de la potencia instalada).

La compañía no tiene en consideración la expansión de su negocio de distribución fuera de su territorio actual o la ampliación de su negocio minorista en la Península Ibérica. Por ello, la estrategia de venta es de retención de clientes y la recuperación de clientes de otras empresas que han entrado en el mercado recientemente.

Para crecer en la distribución y venta al por menor, además de un crecimiento en el consumo de energía en Ceuta, el cual sigue el ritmo de crecimiento económico y el ratio de electrificación, la compañía cuenta con más oportunidades en la comercialización mediante conexiones de buques en puerto (la empresa es propietaria de la red de distribución del puerto) y la adopción del

VE. Estas son las dos oportunidades la red inteligente puede facilitar, lo que resulta en un crecimiento del consumo adicional.

El consumo de energía se ha aplanado, no sólo a causa de la crisis financiera e industrial en España desde 2008, sino que también es una tendencia que seguirá con la adopción de medidas de eficiencia energética y autogeneración. Además, EAECSA se enfrenta a la difícil tarea de invertir en la mejora de la infraestructura, mientras que tiene una disminución de los ingresos de comercialización, como consecuencia de la baja demanda.

Por lo tanto, la empresa tiene la necesidad de pasar de ser un proveedor de una mercancía (la energía eléctrica) a un proveedor de servicios, mediante la ampliación de la oferta, con el fin de aumentar los ingresos, ampliando los negocios actuales, así como aumentando la lealtad de los clientes, como se sugiere en la literatura (Fox-Penner, Return of the Energy Services Model: How Energy Efficiency, Climate Change, and Smart Grid Will Transform American Utilities, 2009).

En el futuro estado deseado la compañía habrá logrado lo siguiente:

- Los activos de distribución serán monitoreados de manera activa y mantenidos de manera preventiva, lo que aumenta el margen de los ingresos regulados por estos activos
- La distribución será monitoreada en tiempo real (distribución automatizada), los eventos/disparos podrán ser previstos y restaurados automáticamente en caso de que se produzcan, con registros para analizar y aplicar las medidas correctivas.
- Los activos de distribución serán operados a niveles óptimos, con pérdidas mínimas y tendrán una planificación integrada para ampliaciones y mejoras.
- EAECSA ofrecerá tarifas a medida, adaptados a las necesidades de los clientes

- EAECSA estará ofreciendo servicios de eficiencia energética, tales como auditorías y contratos de eficiencia energética, así como la financiación de sus clientes para la adquisición de equipos y la realización de la instalación
- EAECSA facilitará la financiación y la instalación de instalaciones autoconsumo para sus clientes (tanto fotovoltaica como mini eólica) y la gestión de la generación distribuida como parte de su red
- EAECSA también podrá financiar y arrendar vehículos eléctricos (VE) a sus clientes y suministrar la instalación de puntos de recarga, así como poseer y operar puntos de recarga propios
- EAECSA será capaz de operar el almacenamiento distribuido de energía (en VE además de almacenamiento estacionario), además de gestión de la demanda del cliente para equilibrar la carga y evitar el disparo de protecciones
- EAECSA habrá mantenido un historial de accidentes nula y tendrán los métodos, capacitación y medidas para evitar cualquier lesión
- El personal habrá mejorado sus conocimientos en SG, comunicaciones y herramientas de capacitación de optimización, y será capaz de llevar a cabo auditorías de eficiencia energética y recomendaciones a los clientes

EAECSA tendrá acceso seguro y aplicaciones integradas con todos los datos operativos y de negocio, a partir de datos históricos y simulaciones para la optimización de las decisiones de negocio.

Esta empresa de distribución podría convertirse en un banco de pruebas y pionero si estas acciones se ponen en marcha en los próximos años, como se plantea por ejemplo en (Lu, y otros, 2011).

4.4. Aplicación del modelo de alineación estratégica

Utilizando el modelo descrito en la sección 3, en el caso de estudio la priorización resulta en la lista de 10 tecnologías como muestra la tabla 16. La valoración se ha realizado mediante la priorización de los valores de sostenibilidad (3-económico, 2-social, 1-medioambiental), la clasificación por beneficiaria (6-distribuidor, 5-comercializador, 4-cliente, 3-sociedad, 2-generación, 1-operador del sistema de transmisión), la clasificación por valores SG (10-eficiencia, 9-medioambiente, 8-bajo coste, 7-innovación, 6-implicación del cliente, 5-responsabilidad social, 4-beneficio, 3-fiabilidad, 2-seguridad, 1-optimización) y para la estrategia empresarial (10-excelencia operativa, 9-relación con el cliente, 8-bajo coste, 7-crecimiento, 6-diversificación, 5-diferenciación, 4-liderazgo de producto, 3-innovación, 2-segmentación, 1-reestructuración) El cálculo, siguiendo la fórmula (1) presentada en la sección 3 se realiza para obtener el alineamiento estratégico de cada una de las tecnologías. Por ejemplo, para la utilización del VE como almacenamiento de distribución, el alineamiento estratégico resultante es 54, resultante del cálculo por cada ítem de la matriz. (7 por crecimiento + 8 por low-cost + 5 por diferenciación + 6 por diversificación + 2 por segmentación + 10 por excelencia operativa + etc.)

Estas soluciones están muy relacionadas con los objetivos mencionados en el estado futuro deseado por EAECSA, dado que las prioridades estratégicas y los valores son las razones por las que los objetivos fueron seleccionados. La tabla 16 muestra las áreas de comercialización además de distribución y de cliente, pues son las áreas en las que la compañía está operando. Es obvio que no se obtienen valores de alineamiento con tecnologías que representan valor para el operador del sistema de transmisión. Por ejemplo, VE, o microgeneración son tecnologías interesantes desde el punto de vista de consumidor, comercialización y de distribuidor.

Tabla 16: Resultado de la valoración, alineamiento estratégico

Tecnología/ Funcionalidad	Alineamiento completo	Alineamiento estratégico	Alineamiento de valores
VE como almacenamiento distribuido	137	54	56
Integración de microrredes	123	51	46
Auditorías y consultoría a clientes	115	46	43
Financiamiento y propiedad de MG	108	41	47
Sistemas de automatización de edificios	106	35	41

Puesto que la compañía está enfocada en la excelencia operativa, la fiabilidad, además de la implicación del cliente, parece razonable que los resultados indiquen el VE como encaje, así como la integración de microgeneración, el uso de datos de contadores y la facturación avanzada pero un siguiente análisis debe probar la idoneidad.

4.5. Casos de negocio para las tecnologías priorizadas

Para cada una de las prioridades se debe realizar el cálculo de coste-beneficio desde la perspectiva de los 3 ámbitos de sostenibilidad. Respecto de los beneficios sociales, además de la seguridad y fiabilidad del sistema eléctrico, hay otros que considerar:

- Accesibilidad, aumenta al tener más información y control sobre el consumo (por ejemplo, con el control remoto a través de los aparatos eléctricos)

- En relación con el control y la información, el empoderamiento de los clientes también es un beneficio social, aumentando los conocimientos y la capacidad de la decisión de la sociedad
- El menor robo de energía, así como un beneficio económico, es un beneficio social, pues aumenta la justicia al reducirse el fraude (por los usuarios que no pagan el servicio, llamados “free-riders”)
- Reducción de emisiones está ligada al aumento de salud social, no sólo por las plantas de generación de energía, sino también por las emisiones de gases de vehículos en el caso de las ciudades.
- Reducción de emisiones de ruido (de los vehículos de combustión interna a los vehículos eléctricos) también es socialmente sostenible, por salud
- La creación de empleo no es sólo un beneficio económico, sino también social, especialmente de los puestos de trabajo creados, pues los relacionados con las tecnologías de SG son de alto valor
- Extender el derecho de la sociedad para generar su propia electricidad (con micro-generación y balance neto) es un beneficio social.

La dificultad es monetizar los beneficios con el fin de comparar los costos y beneficios de todas las tecnologías incluyéndolos.

4.5.1. VE como almacenamiento distribuido

Los beneficios considerados para esta función son, menores pérdidas, reducción de la demanda máxima, y el apoyo durante los eventos de interrupción para la empresa distribuidora. Además, el beneficio de diferir la inversión en nueva capacidad instalada de la empresa de generación. Esto no sólo beneficia a la empresa de distribución, sino también el cliente, ya que le permite la venta de energía, pero también aumenta el negocio en comercialización. Además se obtienen los beneficios ambientales y sociales de los VE, emisión y reducción de ruido. Al tener la posibilidad de utilizar en el sistema el almacenamiento de vehículos para EAECSA, los sistemas de almacenamiento distribuidos en forma de baterías fijas pueden ser desechados. Salvo que el uso de la segunda vida

de las baterías de los vehículos arrendados, actividad que podría comenzar en una etapa posterior (por lo menos tras 4-5 años para tener la disponibilidad de las baterías de segunda mano)

Se espera que la adopción de VE en Ceuta crezca dadas las condiciones de la ciudad, pero las estimaciones para el análisis depende del apoyo brindado por ejemplo por EAECSA como parte de la iniciativa SG de adopción de los clientes. Una evaluación principal del análisis es que, independientemente del crecimiento exponencial desde las 0 unidades actuales hasta 1.500 vehículos anuales. Para el año 2017 más del 90% de los vehículos adquiridos será enchufable, usando datos del Instituto Nacional de Estadística español y figuras proyectadas. La estimación se basa en el plan integral del vehículo eléctrico y análisis de mercado (Pike Research, 2012). Las proyecciones se basan en las proyecciones para dos escenarios diferentes: el primero es el esperado, de acuerdo con la regulación e incentivos españoles, y el segundo se basa en la adopción tardía, sobre todo a causa de la profunda crisis económica.

La reducción de pérdidas y de la punta de demanda puede estimarse del escenario base de 2011. Teniendo en cuenta una base instalada de 10.000 vehículos antes de 2020, incluso con un 20% de VE, pueden trasladarse 30.000 kWh de la punta al valle (si la electricidad almacenada se usa durante las puntas de demanda, sin tener en cuenta energía para movilidad), resulta una reducción de la punta de 30 MW. Esto quiere decir que los VE podrían reemplazar toda la generación diésel si se conectaran simultáneamente, lo que implica la posibilidad de aplanar completamente la curva de demanda. También significa que una carga no controlada de este orden de magnitud podría tener un impacto enorme, pues equivale a aproximadamente un 30% de la capacidad instalada. La integración es necesaria, como se defiende en la literatura (Tushar, Saad, Poor, & Smith, 2012).

El cálculo de la potencia y la energía disponibles se realiza considerando cargadores lentos, de 3 kW, el uso de 2,5 kWh de energía diaria para movilidad

y 2,5 kWh para consumo residencial. El coste evitado de potencia de generación es claro, que si se toma el precio aproximado de la última unidad de generación adquirida por Endesa, son 10 M€.

Las pérdidas de energía, en %, se calculan con la simplificación que se muestra en (7), donde L_f es la demanda y K una constante. Se asume que las pérdidas serán proporcionales al cuadrado del factor de carga, simplificándolo a pérdidas óhmicas.

$$P_l \% = \sum (L_f^2 \times K) = \sum_{1-24} L_f^2 \times K \quad (7)$$

El cálculo se hace usando los datos de la curva de carga como factor de carga, por lo que la reducción de pérdidas se estima comparado con el perfil de carga modificado, incluyendo el aumento de la demanda en las horas valle.

De acuerdo a los datos históricos, las pérdidas en 2011 fueron de 6,54 % en la energía distribuida, y el cálculo de reducción de pérdidas ante la evolución del factor de modificación de carga, para estimar el beneficio económico, a partir de 184,725 MWh a un precio medio de la electricidad de 6,5 c€/kWh. Una vez que la carga puede nivelarse, la reducción de pérdidas ya no puede reducirse más de un 3,3%, lo que implica 400 k€.

Los costes por indisponibilidad deben tenerse en cuenta, dado que podrían reducirse por el uso de las baterías para soportar la tensión. Hay un coste para la distribuidora como dicta la ley RD 222, de hasta un 3% siguiendo la fórmula (8)

$$Q_{n-1}^i = 0,03 \cdot R_{n-1}^i \cdot (\beta_U^i \cdot X_{U,n-1}^i + \beta_{SU}^i \cdot X_{SU,n-1}^i + \beta_{RC}^i \cdot X_{RC,n-1}^i + \beta_{RD}^i \cdot X_{RD,n-1}^i) \quad (8)$$

Donde “Q” es el incentive por calidad de suministros para el año, “R” es la remuneración del año, “β” es el factor por tipo de distribución urbana,

semiurbana, rural concentrada o rural dispersa. “X” es el valor calculado a partir del TIEPI y el NIEPI (9)

$$X_{U,n-1} = \left(1 - \frac{TIEPI_{U-REAL,n-1}}{TIEPI_{U-OBJETIVO,n-1}} \right) + \left(1 - \frac{NIEPI_{U-REAL,n-1}}{NIEPI_{U-OBJETIVO,n-1}} \right) \quad (9)$$

Así, el máximo beneficio económico sería un 3% de la remuneración de distribución estimada de 9.000 k€ para el año 2011, es decir 270 k€, asegurados si los valores de calidad son limitados.

Para el beneficio de interrupción o reducción de costos para la sociedad, el cálculo se puede hacer a partir del valor de Producto Interno Bruto (PIB) de Ceuta y el costo estimado de interrupción. Siendo el PIB 1.651,22 M€, la evaluación de las horas más productivas como 5840, es posible estimar un costo de interrupción por falta de producción de 78,54 €/s. Aparte del coste de interrupción, no existen normalmente pérdidas adicionales, pero no se consideran en el modelo. Un TIEPI de 1,2 es el momento de la interrupción se refirió a la capacidad total como un 1,2% de las veces y el poder de distribución instalada no están disponibles, implica un costo de 25 M€ de la pérdida de la producción en la red de distribución. El uso de almacenamiento distribuido podría reducir el tiempo de corte de energía por lo menos la mitad debido a la disponibilidad de energía en los vehículos, por lo que al menos 10 M€/año.

Los beneficios para el aumento de las ventas de electricidad por parte de los clientes se calculan como los ingresos adicionales para la energía utilizada, con un patrón de crecimiento que seguiría las adquisiciones de vehículos de 1.368 €/año adicionales para los primeros 10 vehículos a 1.466 k€ aumento/año con 10.700 vehículos.

El beneficio para el cliente se puede calcular como el uso de la energía almacenada en ultra-valle o valle de fijación de precios para el consumo normal. El resultado es de un ahorro anual de 232 €, con precios discriminación y 268 €

con tarifa de súper-valle para cada usuario. El beneficio para los usuarios totales alcanzaría 2.680 k€/año al alcanzar 10.000 VE.

Los beneficios sociales y ambientales son de emisiones y de reducción de ruido en la ciudad. Hay que señalar que en este caso particular de EAECSA, las emisiones centradas en las instalaciones de generación de Endesa y las emisiones en el puerto son, junto con las emisiones del tráfico de coches de importancia. Con la transición a los VE, parte de las emisiones se reducen, para una mayor eficiencia de la planta de energía en comparación con los vehículos, pero es la generación con renovables junto con la adopción del VE lo que más reducirá las emisiones del sistema.

Las reducciones de emisiones de 10.000 vehículos con 20 kilómetros desplazamientos diarios, a un precio de 15 €/tonelada de CO₂ se traduciría en más de 30 k€ por año de reducción de emisiones.

Las emisiones tienen una relación probada con los problemas de salud de la sociedad, pero estos valores traducidos en beneficios económicos no están incluidos en el modelo.

Otro de los beneficios de la sociedad es el aumento de la sostenibilidad y la accesibilidad cuando se aumenta la adopción VE, ya que favorece una mayor movilidad en bicicleta debido a las emisiones de gases de escape reducidas que difieren parcialmente el ciclismo en la ciudad.

Los costos de implementación están asociados con la gestión de los puntos de recarga (que debe ser bidireccional) y la integración de estos puntos en el sistema de gestión de la distribución. La alternativa sería que EAECSA implementara un centro de intercambio de la batería, pero para los viajes cortos necesarios en la ciudad autónoma esta opción parece menos apropiado y costoso, ya que carga lenta es suficiente con distancias diarias inferiores a 20 km a que se puede cargar en menos de una hora.

El costo real para los cargadores AC unidireccionales está en el rango de 300 € a 600 €, pero la unidad bidireccional debe conectarse en CC, y debe ser incorporado el vehículo o el cargador debe ser DC, con un coste más alto, en torno a 4 k€, que por 10.000 vehículos unitarios significarían una inversión de 40 M€. Si la inversión es realizada por los clientes, para la empresa de distribución es un caso de todo beneficios, excepto para la automatización asociada.

Resumen del análisis de costo-beneficio en 2020:

Beneficios para la distribución:

- Facturación adicional: 1,46 M€/año
- Reducción de pérdidas: 0,4 M€/año
- Mejora de la fiabilidad: 0,27 M€/año

Beneficios para generación:

- Retraso de inversión en capacidad: 10 M€

Beneficios para el cliente y sociales:

- Reducción del coste eléctrico: 2,6 M€/año
- Ahorro por fiabilidad: 20 M€/año

Beneficios para el medioambiente:

- Reducción de emisiones de CO₂: 30 k€/año

Coste para la distribuidora: Hasta 40 M€, dependiendo del tipo de inversión, si la realiza la distribuidora o los usuarios. Por lo tanto, el ratio de coste-beneficio es positivo y se recupera la inversión en aproximadamente 10 veces en la vida útil del sistema.

4.5.2. Integración de microrredes

Esta función significa la integración de MG y/o almacenamiento en sistemas de microrredes, con la posibilidad de funcionar fuera de la red para ciertos períodos. Las SG llevan al cambio de una generación centralizada a una generación descentralizada y en microrredes. Esto implica para la aplicación los beneficios asociados a la generación renovable y generación distribuida, con el beneficio adicional de evitar interrupciones por poder funcionar en modo isla. Se trata de un uso prolongado del almacenamiento distribuido, junto con microgeneración, para trabajar fuera de la red. El beneficio de fiabilidad podría implicar en función de la penetración de las microrredes un nivel diferente de aumento fiabilidad similar al caso anterior con los vehículos eléctricos, 270 k€/año.

El beneficio para el medio ambiente y la sociedad están asociados con la reducción de emisiones debido a la generación con renovables, la reducción de pérdidas es también más reducida con microgeneración que con el almacenamiento justo a los VE. Con una reducción del 10% en el consumo (3 MW), las pérdidas se reducen un 19% según lo calculado utilizando (7) y supone 1,2 M€/año. También evita más capacidad instalada, como en el caso anterior, en el valor de 10 M€. El beneficio social de las emisiones de CO₂ se puede calcular para este 3 MW instalado como 6 GWh, con 212 g/kWh evitado emisiones de la planta de energía, 19 k€ con 15 €/tCO₂. El ahorro para el cliente en la propia energía generada será a precio de mercado de 15 c€, 900 k€. Los costos de EAECSA, a menos que el desarrollo de las propias microrredes de propia generación y almacenamiento, son nulos. Sólo las condiciones que se aplican en el sistema, para el uso de la MG y el almacenamiento distribuido, así como el VE, tienen que ser definidas por la distribuidora, para permitir que la iniciativa de los clientes a fuera de la red cuando se produce un corte de luz.

Beneficios para la distribución:

- Reducción de pérdidas: 1,2 M€/año

- Mejora de fiabilidad: 0,27 M€/año

Beneficios para generación:

- Retraso de inversión en capacidad: 10 M€

Beneficios sociales/para el cliente:

- Reducción del coste eléctrico: 0,9 M€/año
- Ahorro en fiabilidad: 20 M€/año

Beneficios para el medioambiente:

- Reducción de emisiones de CO₂: 19 k€/año

Coste: 300 k€ en total (si se soporta a las microrredes desde la distribuidora y se instala control por cada unidad); aun así el coste-beneficio tiene un ratio 1:100.

4.5.3. Auditorías y Consultoría Cliente

Esta función asociada con SG y servicios de eficiencia energética está alineado con el empoderamiento del cliente y la transformación de los las empresas de servicios públicos en empresas de servicios adicionales. Los ingresos adicionales para la comercializadora podrían estimarse, como% de la reducción del consumo, de 1 a 5 M€/año, incluyendo las auditorías de energía, consultoría para la eficiencia energética y el suministro de equipos o servicios que con MG y los sistemas de gestión de edificios. La reducción del consumo proviene de medidas de eficiencia energética como MG y gestión del edificio, donde se ha calculado la reducción del consumo. En este caso, la reducción variará en función de las tecnologías que se seleccionan, esa es la razón por la cual el valor puede variar de 1 a 5 M€. Los costos podrían representar el 50% de esta cuota, ya que los servicios son principalmente horas de personal especializado y teniendo en cuenta un margen bruto de esa magnitud, según estima la distribuidora. Es un requisito de la formación para el servicio personal para poder llevar a cabo estos servicios.

Beneficios para el cliente es en el ahorro de eficiencia energética del mismo orden: 1-5 M€/año

Beneficios para la distribución: 1-5 M€/año

Beneficios para el medioambiente:

- Reducción de emisiones de CO₂ 0,1 M€/año

Costes (formación y sistemas) 500 k€ - 2,5 M€

El ratio de coste-beneficio se estima entre 2:1 y 10:1. El beneficio tiene este margen en la estimación debido a la posibilidad de la empresa de dejar la iniciativa de inversión a los clientes, por supuesto, la velocidad de ejecución y el impacto será menor.

4.5.4. Financiación y propiedad de microgeneración

La compañía tiene la posibilidad de instalar MG para empoderar a los clientes, mantener la base de clientes o construir la capacidad de generación distribuida de su propiedad y diversificar el negocio. La existencia de Feed-in tariff (FIT) para la generación renovable puede influir en la distribución, pero incluso sin FIT la MG es ya competitiva en España. Como se ha mencionado en el apartado 2, reduce las pérdidas, reduce las emisiones y reduce el costo a los clientes. El caso de negocio para la financiación es la de ofrecer un margen ajustado más los costes de financiación.

Beneficios para la distribución:

- Facturación adicional: 3 M€
- Reducción de pérdidas: 1,2 M€/año
- Mejora de fiabilidad: 0,27 M€/año

Beneficios para generación:

- Retraso de inversión en capacidad: 10 M€

Beneficios para la sociedad y clientes:

- Reducción del coste eléctrico: 0,9 M€/año
- Ahorro por fiabilidad: 20 M€/año

Beneficios para el medioambiente:

- Reducción de emisiones de CO₂: 19 k€/año

Coste: Dependiendo de las condiciones de financiación y el % de propiedad, el máximo que se estima es de 3 M€. Por ello el ratio de coste-beneficio puede ser mayor de 10:1.

4.5.5. Sistemas de Automatización de edificios (BMS)

Los beneficios son los beneficios de clientes por el menor consumo de electricidad y energía, con rangos de 20 a 50% de reducción, de acuerdo con estudios de casos de negocio (The Climate Group, 2008). Eso implica, considerando la energía distribuida en Ceuta una reducción de ingresos/ahorros para los clientes de 5 M€/año, hasta 12 M€ en una aplicación 100%. Desde el punto de vista de la compañía de distribución de beneficio es una mejor fiabilidad y la extensión de vida de los activos, así como las pérdidas más bajas. La fiabilidad podría implicar, como en casos anteriores 1.270 k€/año. La inversión en nuevos activos podría reducirse en aproximadamente el 10%, es decir 50 k€/año.

La comercializadora para esta función no ve beneficio, sino menores ingresos en el nivel de 5 M€ a 12 M€, dependiendo de la extensión de los sistemas. La única opción para que no se ve afectado por esta tecnología es la venta de los servicios como una fuente de ingresos alternativa de aproximadamente 1 M€/año para los 5 M€ inversión total

Beneficios para la distribución:

- Reducción de pérdidas: 1,2 M€/año

- Mejora de la fiabilidad: 0,27 M€/año
- Facturación adicional si se comercializa: 1 M€/año

Beneficios para generación:

- Retraso de inversión en capacidad: 10 M€

Beneficios sociales y para el cliente:

- Reducción del coste eléctrico: 5-12 M€/año

Beneficios medioambientales:

- Reducción de emisiones de CO₂: 10 k€/año

Coste: 300 k€ en total (sería similar al suministro de tecnología de MG por la distribuidora) Por ello, el ratio coste-beneficio sería mayor de 100:1.

4.6. Plan de implementación

Vista la priorización y los casos de coste-beneficio de las diferentes tecnologías, es posible elaborar un mapa de inversión. Este deberá tener en cuenta el presupuesto disponible para SG de la empresa. La ejecución de los diferentes proyectos de implantación es clave para que los beneficios se cumplan pero esa fase no entra dentro del estudio aquí recogido.

Como resumen de los pasos que se han llevado a cabo siguiendo el marco de referencia presentado en la sección 3, se representa en la ilustración 32.



Ilustración 32: Diagrama de bloques del proceso seguido

Visto que los costes de las tecnologías SG priorizadas son asumibles, EAECSA debería enfocarse en las medidas con mayor beneficio. La adopción de VE y la sistematización del almacenamiento eléctrico de los mismos, es la primera prioridad, para la que la compañía debe planificar 4 millones de euros hasta 2020 para implementar el control. A la vez, este plan debe tener en cuenta la funcionalidad de microrredes para los clientes que se instalen microgeneración, donde existe la oportunidad de financiar a los clientes la misma. Simultáneamente, se incluye en el plan de implementación ofrecer servicios de auditoría energética y sistemas de automatización de edificios.

5. Desarrollo de aplicación web

Como aportación adicional, complemento de la investigación durante la elaboración de la tesis y con la intención de que los resultados lleguen tanto a la comunidad científica como al público, se ha considerado desarrollar una aplicación web. A este tipo de aplicación puede accederse desde ordenadores conectados a internet y desde dispositivos móviles, lo que se considera la manera más efectiva de difundir el contenido de la investigación.

El prototipo de aplicación se ha llamado “SmartgridApp”, pues pretende ser una referencia como aplicación para esta temática. En este momento existen algunas aplicaciones denominadas Smart Grid, pero ninguna con el objetivo que se pretende con esta aplicación. Lo más similar son las páginas web de información o colaborativas de SG, como las páginas “SmartgridClearinghouse” (Virginia Tech, 2013) o del NIST, que creó una página de colaboración (NIST, 2015) además de una de información general sobre SG (NIST, 2013), en las que lo que se pretende es informar sobre el concepto y los beneficios.

5.1. Objetivos

Se planteó el desarrollo de la aplicación con el objetivo principal de difusión de una manera intuitiva y simplificada del conocimiento sobre redes inteligentes. Además, se pretende facilitar el uso del marco de referencia de redes inteligentes, con acceso desde una aplicación web. Por último, el realizar una aplicación, se permite la realimentación con la opinión de los usuarios de la misma. Esta funcionalidad es útil para su actualización, para permitir que se comparta información de experiencias actuales y para que los propios usuarios puedan crear y desarrollar contenido.

La aplicación se ha planteado en el idioma inglés, para darle una mayor proyección de cara a su uso mundial. El número de usuarios al que se puede acceder en inglés es mucho mayor, así como las compañías que puedan utilizarlo.

5.2. Estructura

Por las funciones que se han presentado para cumplir los objetivos, la aplicación debe tener 3 áreas principales, a las que se puede acceder desde la pantalla principal;

- Información sobre tecnología Smart Grids (Área “Know”)
- Marco de referencia para implementación (Área “Plan”)
- Discusión, realimentación y datos de experiencias (Área “Share”)

Aunque el apartado de compartir es el tercero, desde cada una de las áreas debe poderse acceder al contenido de información y social. Por ejemplo, para consultar información sobre un término mientras se está accediendo al marco de referencia, puede seleccionarse información o abrir una discusión sobre ese elemento.

a) Sección información y perfil:

La aplicación tendrá un apartado en el que se explica la motivación y los objetivos de la aplicación web, a este se podrá acceder desde un icono de información/acerca de en la cabecera de la página.

También un apartado de perfil, en el que el usuario se registra con sus datos de redes sociales (linkedin, twitter), correo electrónico para alertas y envío de actualizaciones. Con el objetivo de incitar la participación en la aplicación, se desarrolla un nivel de usuario, puntuado por la resolución de cuestiones en el apartado de discusión.

b) Sección 1: Información sobre tecnología Smart Grids (Sección “Know”)

En esta sección se incluyen los apartados:

1.1 Definición de Smart Grid

Este apartado recoge la definición como se ha planteado en la sección 2 de esta tesis, incluyendo los enlaces a las páginas y definiciones de las instituciones, empresas de servicios y proveedores de tecnología.

1.2 Tecnologías Smart Grid

Este apartado recoge las tecnologías SG que se han comentado, con descripciones y enlaces a los elementos y proveedores.

1.3 Enlaces y recursos

Este apartado recoge el acceso a información adicional y recursos bibliográficos clasificado por temática.

c) Sección 2: Marco de referencia para implementación (Sección “Plan”)

En esta sección se incluyen los apartados:

2.1 Entrada de datos de caso

Este apartado incluye los valores que debe seleccionar el usuario para que el modelo calcule las tecnologías más apropiadas para su caso concreto.

2.2 Selección de componentes estratégicos

En esta pantalla se consulta al usuario para poder calcular las prioridades tecnológicas.

2.3 Casos de negocio de tecnologías

En este apartado el usuario responde a las preguntas de los datos necesarios para completar los casos de negocio de las tecnologías.

2.4 Hoja de ruta

A partir de los resultados obtenidos, el resultado es la lista de prioridades tecnológicas como hoja de ruta para implementarlas.

d) Sección 3: Discusión, realimentación y datos de experiencias (Sección “Share”)

3.1 Foro de discusión y consulta a usuarios

Se utiliza una herramienta de foro abierto para consultas o discusiones tecnológicas. De esta manera los usuarios pueden ayudarse mutuamente a la vez que crean contenido que puede servir en el futuro, quedando como información en el repositorio de la aplicación.

3.2 Entrada de casos prácticos y resultados

La opción de realimentación es importante para la actualización de la herramienta. Se crea un formulario de suministro de información de casos reales, para que puedan incorporarse en la base de datos y hacer mejorar los casos de negocio de las tecnologías.

3.3 Acceso a encuesta de tecnologías

Aprovechando la encuesta que se ha desarrollado, se ha considerado permitir el acceso a la encuesta desde la aplicación, para completar con más encuestados que utilicen la aplicación. Esta función se deshabilitará llegado un momento en el que no interese recoger más opiniones.

3.4 Feed de actualización en twitter y noticias

En este apartado, que también se puede acceder desde la sección “Know” se puede ver las últimas actualizaciones de twitter sobre SG y noticias, para compartir y conocer más.

3.5 Realimentación, opinión sobre la aplicación

Este enlace lleva a contacto por correo electrónico, que se ha creado al efecto: appsmartgrid@gmail.com, a la cuenta de twitter @SmartGridapp y la posibilidad de calificar en la tienda de aplicaciones.

5.3. Interfaz de usuario

El prototipo de interfaz se ha desarrollado en Invision App (2015), para diseñar las pantallas y la transición entre las mismas. A la aplicación puede accederse desde el enlace: <http://invis.io/VM39P7ZFQ> En esta página se puede

ver el funcionamiento de la aplicación, con la secuencia de pantallas y su utilización. Además, en este documento se mostrarán las pantallas principales, para explicar el desarrollo. El resto de pantallas se incluyen en el [Anexo III](#) de la presente memoria.

La página principal se muestra en la ilustración 33, donde se ve el acceso a los diferentes apartados de la aplicación, el de conocimiento sobre SG (“Know”), el de planificación (“Plan”) y el de compartir (“Share”). Además se puede realizar una búsqueda en la aplicación, acceder al perfil de usuario, a información sobre la aplicación.



Ilustración 33: Página principal de la aplicación

Desde esta página se podrán realizar búsquedas, utilizando el mismo campo en el que se saluda al usuario al abrir la aplicación. La ilustración 34 muestra el ejemplo de resultado de búsqueda en la aplicación.

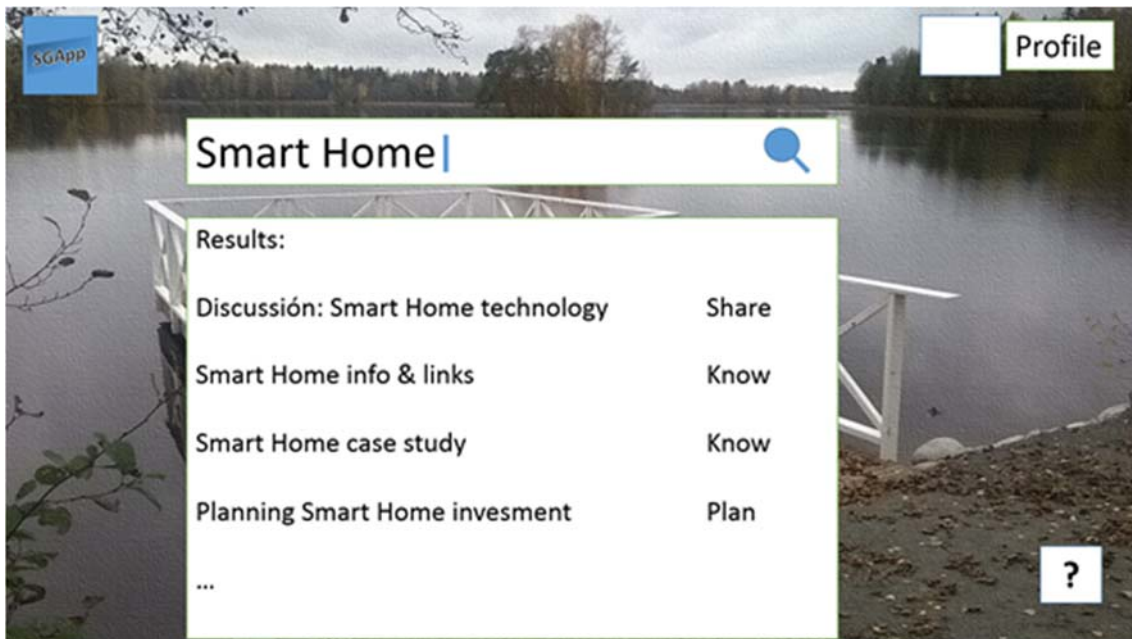


Ilustración 34: Página de resultados de búsqueda

Desde esta búsqueda se puede acceder directamente a resultados dentro de alguna de las secciones de la aplicación, como una discusión o un archivo de información. Se debería poder refinar la búsqueda si se accede también a la bibliografía, puesto que el número de resultados puede ser muy alto.

Si se accede a la pantalla de conocimiento, se puede ver por ejemplo enlaces de información o la definición y las características de las SG, como muestra la ilustración 35.

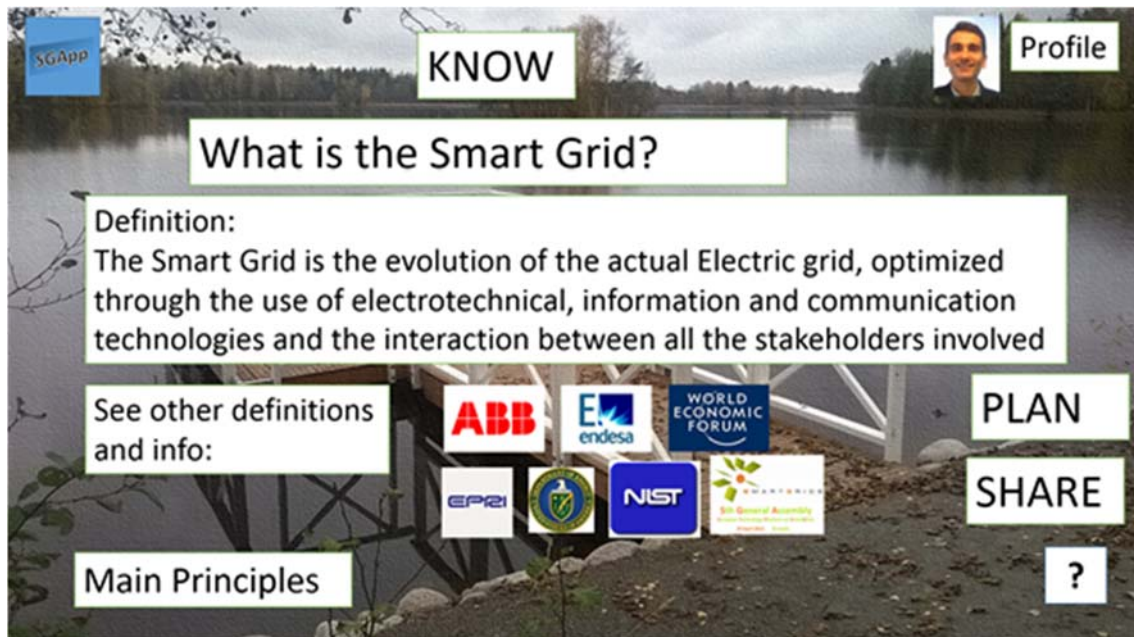


Ilustración 35: Página de información sobre definición de SG

En el apartado de planificación, se incluye el modelo de implantación de tecnología desarrollado en este trabajo de tesis. Como muestra la ilustración 36, se introducen primero los datos de priorización estratégica, para obtener la priorización de tecnologías. La aplicación permite seguir con el análisis de estas opciones y el cálculo de los casos de negocio, así como la elaboración del plan de inversión.

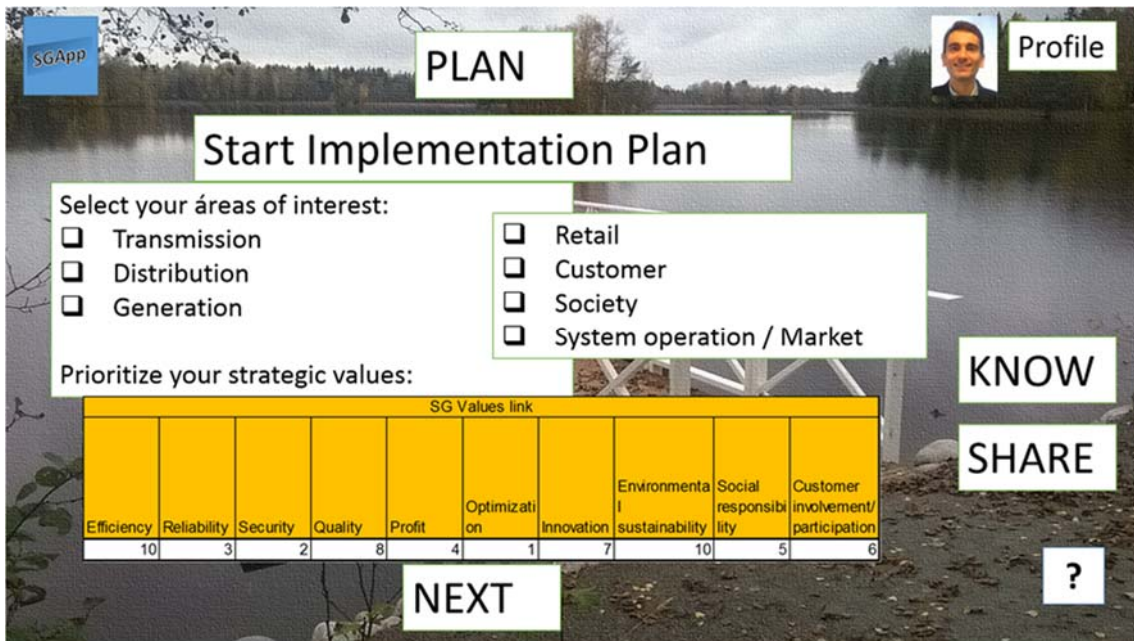


Ilustración 36: Pantalla de entrada de datos del plan de inversión

En la sección de compartir, se encuentran las opciones mencionadas en la estructura, de acceso a las últimas noticias y a las entradas en redes sociales de la aplicación, como muestra la ilustración 37.

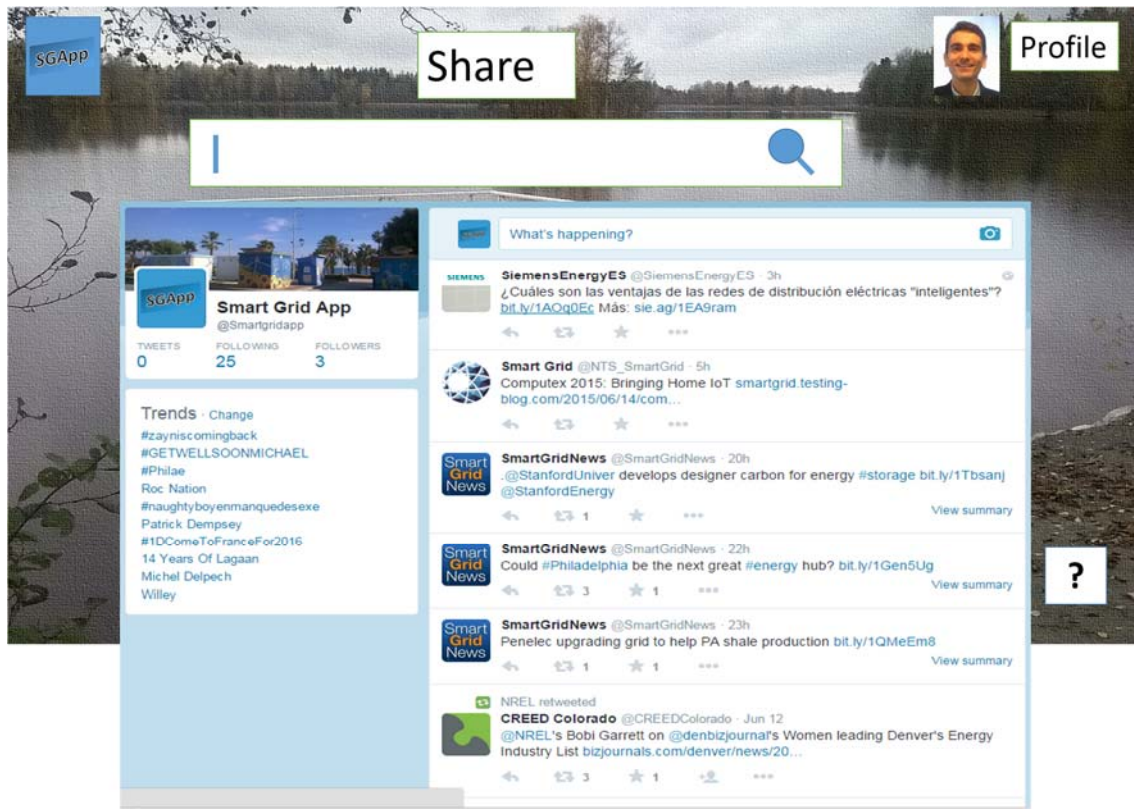


Ilustración 37: Pantalla de redes sociales de la aplicación

En este apartado se ha presentado el concepto de aplicación móvil/web para el acceso a la información sobre SG y al marco de referencia desarrollado en este trabajo. Esta aplicación se ha diseñado, tanto el interfaz de usuario como las pantallas y las transiciones entre las mismas.

El siguiente paso sería la programación de todas las funciones para permitir la descarga de la aplicación en teléfonos móviles y su uso universal. Esto forma parte de un trabajo futuro, continuación de esta tesis.

6. Validación

La investigación llevada a cabo durante la elaboración de la tesis ha sido validada en tres ámbitos. El primero, en el ámbito académico e investigador, mediante la publicación de resultados en revistas de impacto, además de su presentación en conferencias internacionales con revisión por pares. Esta validación mediante publicaciones se recoge en el [Anexo I](#).

Segundo, se han confrontado los resultados de la investigación mediante una encuesta a expertos del ámbito de las SG. El contenido de esta encuesta, cuyos resultados se presentan en el capítulo 4, está recogida al completo en el [Anexo II](#) de la tesis.

Tercero y último, para el ámbito de aplicación empresarial del marco de referencia, se ha utilizado el caso práctico de la empresa EAECSA para realizar un mapa de implementación e inversión en tecnologías SG. Este caso práctico ha demostrado la utilidad del marco de referencia y su utilización para definir un mapa de inversión en tecnologías SG.

Por lo tanto, durante el periodo de investigación doctoral, se ha pretendido validar el desarrollo en el ámbito académico, pero también frente a los expertos no académicos y probar su utilidad de negocio. Puesto que la investigación se centra en la implementación de las tecnologías SG, se ha considerado esencial su validación práctica.

7. Conclusiones

El uso de tecnologías SG tiene una importancia muy relevante en la mejora de la eficiencia, la fiabilidad, la capacidad y la sostenibilidad de los sistemas eléctricos. Existen, como se ha presentado, multitud de opciones tecnológicas y esto supone una dificultad para los actores, que deben decidir qué soluciones utilizar. Para facilitar esta tarea se ha desarrollado la labor investigadora y se ha propuesto el marco de referencia de esta tesis.

Este marco de referencia puede ser útil para cualquier compañía realizando un plan de implementación de tecnología SG, pues puede ayudar a definir las funciones que mejor se alinean con los objetivos estratégicos de la compañía.

Para realizar la comparativa de tecnologías de SG, la investigación se ha enfocado en determinar los beneficios, el alineamiento estratégico y el cálculo de la relación coste-beneficio. Se ha obtenido una conclusión principal a partir de la investigación, el análisis propio y las encuestas realizadas, respecto de las opciones tecnológicas SG. El retorno de inversión en estas tecnologías es fundamentalmente positivo, y en algunas de las tecnologías puede ser muy positivo. Como los beneficios lo son para diferentes actores, es importante la valoración completa de beneficios económicos, sociales y ambientales. Para el cálculo de la relación coste/beneficio, es posible valorar económicamente los beneficios en fiabilidad, eficiencia energética y ahorros operativos. Además, los beneficios ambientales también pueden valorarse económicamente. Por último, los beneficios sociales, resultan más complicados de valorar económicamente.

Es muy relevante el análisis de qué actores asumen los costes y quienes son los beneficiarios. En términos generales, es posible afirmar que las opciones tecnológicas de las SG que generan beneficios en fiabilidad, normalmente se deben implementar desde los operadores del sistema eléctrico. Sin embargo las inversiones con retornos en eficiencia energética, son típicamente implementadas por los consumidores o por las empresas de servicios energéticos. También es en los puntos de consumo donde se localizan las

opciones tecnológicas SG con beneficios sociales y ambientales. Estas son principalmente las tecnologías relacionadas con generación renovable distribuida y microgeneración, así como las tecnologías integradoras de vehículo eléctrico en la red eléctrica. Las primeras favorecen la reducción de emisiones de CO₂ por ser renovables y las segundas porque electrifican la movilidad, reduciendo a su vez las emisiones de CO₂ del transporte.

Teniendo lo anterior en cuenta, se puede afirmar que las opciones de tecnologías SG con mejor relación coste-beneficio dependen de los costes de fiabilidad y los costes energéticos. Por ejemplo, en un sistema eléctrico con alta fiabilidad, como el caso de la red eléctrica española, las inversiones en tecnologías SG que aumentan la fiabilidad, tienen peor retorno de inversión que las inversiones en tecnologías SG que mejoran la eficiencia energética. Esto es así también puesto que el coste eléctrico es alto para los consumidores eléctricos. El caso práctico realizado en la elaboración de la tesis valida estas afirmaciones.

Si se tiene en cuenta la investigación hasta la fecha, los análisis realizados en la elaboración de la tesis, incluyendo la valoración cualitativa mediante encuesta a expertos, se pueden resaltar las tecnologías con mejor retorno de inversión en términos generales. Como se ha mencionado, son las tecnologías asociadas principalmente a la eficiencia energética, a la integración renovable y a la movilidad eléctrica, que por orden de prioridad son:

- 1) Sistemas de automatización de edificios
- 2) Precio energético variable por horario de consumo
- 3) Gestión de la demanda para reducción de puntas de consumo
- 4) Sistemas de automatización de gestión de energía en hogares
- 5) Autoconsumo renovable
- 6) Microrredes con modo isla
- 7) Cargadores inteligentes de vehículos eléctricos

El elemento que se afirma en esta tesis como la implementación con mejor retorno es donde coinciden estas tecnologías SG. Esto es, en edificios inteligentes, con gestión de la demanda en respuesta a precios de la red, funcionalidad de microrred, generación renovable y sistemas de integración en red de vehículo eléctrico. Resumido, este elemento de confluencia de tecnologías SG podría denominarse como “Edificio-microrred inteligente con generación y vehículo eléctrico”. Por supuesto, el mapa de inversión para implementar estas tecnologías SG de manera priorizada dependerá del análisis concreto. El marco de referencia y los desarrollos específicos de análisis, así como el caso práctico desarrollado apuntan en este sentido.

Otra conclusión que se ha obtenido es que para acelerar la implementación de estas tecnologías se requiere de mayor conocimiento y formación tanto de los profesionales, incluyendo reguladores, como de los consumidores. En este ámbito se ha desarrollado el prototipo de aplicación web, con la intención de aportar al mayor conocimiento sobre las tecnologías SG.

7.1. Contribuciones y cumplimiento de los objetivos

Como se ha presentado en la introducción de la memoria, se ha contribuido en este trabajo con las siguientes aportaciones originales:

- La estructuración de la definición de redes inteligentes
- La propuesta de metodología para inversión en tecnología SG
- El marco de referencia para decisiones de implementación de tecnologías SG
- La aportación de un método de implementación de infraestructura de vehículo eléctrico
- La aportación de una metodología para la decisión de implementación de microrredes

Además de la elaboración de la memoria de la tesis, se ha realizado el desarrollo de un prototipo de aplicación web para mayor difusión del contenido de la investigación.

Por lo expuesto anteriormente, se consideran cumplidos los objetivos iniciales al realizar la investigación, aunque aún hay futuras líneas de investigación y de desarrollo que pueden continuar el trabajo aquí recogido.

Los artículos publicados, como se ha presentado en el apartado previo de validación, que avalan la tesis se incluyen en el [Anexo I](#).

7.2. Futuros desarrollos

El desarrollo de la investigación en un ámbito tan amplio y en evolución constante como es el de las redes inteligentes implica la imposibilidad de llegar a conocerlo completamente. La evolución de los desarrollos tecnológicos exige una actualización continua y eso va a requerirse en el futuro para el marco de referencia recogido en esta tesis. El desarrollo que se ha realizado requerirá de la inclusión de nuevas tecnologías y aplicaciones que puedan surgir en el futuro. Esa es una de las razones que impulsaron a desarrollar una aplicación web, no sólo con el objetivo de la difusión, sino también para poder recibir realimentación que permita la actualización del marco de referencia.

Las líneas de investigación futuras que se plantean como consecuencia de la tesis parten de las necesidades que se han visto al aplicar la metodología. Es posible realizar análisis más detallados de los análisis de beneficio de tecnologías SG y continuar de esta manera completando el modelo. Durante el desarrollo de la tesis, también se ha trabajado sobre tecnologías como la automatización de edificios, el almacenamiento eléctrico en baterías, sistemas FACTS o generación distribuida fotovoltaica. En estas líneas de investigación los resultados no han sido publicados en revistas de prestigio o se encuentran en revisión, como se ha presentado en el apartado de validación. La labor investigadora y desarrollos futuros continuarán por parte del autor en estos

elementos que complementan el marco de referencia para la implementación de estas tecnologías.

Complementando la investigación que aquí se recoge, una valoración de más elementos de las redes inteligentes realimentado por más actores y construido sobre más base experiencial podría complementar el desarrollo. La dificultad para complementar la herramienta con datos experimentales radica en la privacidad y el valor estratégico que atribuyen los actores a los retornos de inversión y análisis de coste-beneficio en el mercado.

Respecto de la aplicación y la divulgación de resultados, el diseño que se ha realizado en la tesis es un prototipo, en modo desarrollo y no en funcionamiento web. Uno de los futuros desarrollos es llevar la aplicación a las tiendas de aplicaciones, desarrollando el código necesario, para lo que se está en proceso de conseguir fondos, puesto que podría estar patrocinada por ABB, por ejemplo.

Bibliografía

- ABB. (2014). *Integration of Renewables into isolated and Microgrids*. Obtenido de ABB:
<http://www.abb.com/industries/us/9aaf403282.aspx>
- ABB. (2015). *ABB Smart Grids*. (ABB) Recuperado el 10 de Diciembre de 2013, de
www.abb.com/smartgrids
- ABB Group. (2013). *World's First Nationwide EV Charging Network Starts—Based on ABB Fast Charger Technology*. Obtenido de ABB:
<http://www.abb.com/cawp/seitp202/61df2f8f8c7d00a6c1257b18002d5e3c.aspx>
- Accenture. (2012). *Spain 20.20 ICT and Sustainability*. Madrid: Club de Excelencia en Sostenibilidad. Recuperado el 13 de Junio de 2015, de
http://www.club sostenibilidad.org/f_publicaciones/spain%2020.20_en%284%29.pdf
- Accenture. (2014). *Forging a Path toward a Digital Grid*. Dublin: Accenture. Obtenido de
<http://www.accenture.com/SiteCollectionDocuments/PDF/Accenture-Future-Digital-Grid-Report-Digitally-Enabled-Grid.pdf>
- Agrell, P. J., Bogetoft, P., & Mikkersc, M. (2013). Smart-grid investments, regulation and organization. *Energy Policy*, 52 (January), 656-666. Recuperado el 13 de Junio de 2015, de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512008841>
- Ahman, M. (2006). Government policy and the development of electric vehicles in Japan. . *Energy Policy*, 433-443.
- Albuyeh, A. I. (2009). Grid of the Future, Are we ready for the smart grid? *IEEE power & energy magazine*, 7977/09 (march/april).
- Alstom. (2015). *Alstom Smart Grid*. (Alstom) Recuperado el 9 de Junio de 2015, de
<http://www.alstom.com/microsites/grid/products-and-services/smart-grid/>
- Andersen, P., Mathews, J., & Rask, M. (2009). Integrating private transport into renewable energy policy: The strategy of creating intelligent recharging grids for electric vehicles. *Energy Policy*, 2481–2486.
- Ardavan Dargahi, S. P. (2014). Optimal household energy management using V2H flexibilities. *COMPEL: The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering*, 33.

- Arvizu, S. (2011). *The Plug-in Vehicle Network: Driving Change in the U.S. Auto Industry*.
Obtenido de <http://www.misselectric.com/wp-content/uploads/2011/01/PlugInNetwork1.pdf>
- Bakker, J. (2011). *Contesting Range Anxiety: The Role of Electric Vehicle Charging Infrastructure in the Transportation Transition*. Master's Thesis, Eindhoven University of Technology. Eindhoven: Eindhoven University of Technology. Obtenido de http://alexandria.tue.nl/extra2/afstversl/tm/Bakker_2011.pdf
- Baptista, P., Silva, C., Farias, T., & Heywood, J. (2012). Energy and environmental impacts of alternative pathways for the Portuguese road transportation sector. *Energy Policy*, 802–815.
- Basso, G., Gaud, N., Gechter, F., Hilaire, V., & Lauri, F. (2013). A Framework for Qualifying and Evaluating Smart Grids Approaches: Focus on Multi-Agent Technologies. *Smart Grid and Renewable Energy*, 4, 333-347. Obtenido de <http://dx.doi.org/10.4236/sgre.2013.44040>
- Battaglini, A., Lilliestam, J., Bals, C., & Haas, A. (2008). *The Super Smart Grid*. Potsdam Institute for Climate Impact Research.
- Benzi, F., Anglani, N., Bassi, E., & Frosini, L. (2011). Electricity Smart Meters Interfacing the Households. *IEEE Trans on industrial electronics*, vol. 58, no. 10.
- Bernardo, V., Borrel, J.-R., & Perdiguero, J. (2013). *Fast Charging Stations: Network Planning versus Free Entry*. Obtenido de Cemfi: http://www.cemfi.es/ftp/pdf/papers/wshop/version_3.pdf
- Bidram, A., & Davoudi, A. (2012). Hierarchical Structure of Microgrids Control System. *IEEE Trans on Smart grids*, Vol PP, 99.
- Bollen, M. H. (2011). *The Smart Grid: Adapting the Power System to New Challenges*. Morgan & Claypool.
- Borge, D., Colmenar, A., Castro, M., Martín, S., & Sancristobal, E. (2011). Energy efficiency analysis in buildings climatized with LiCl-H₂O solar cooling systems that use swimming pools as heat sinks. *Energy and Buildings*, 43 (2011), 3161-3172.

- Boston Consulting Group. (2012). *Development of Smart Grids in Spain*. Madrid: Futured. Recuperado el 13 de Junio de 2015, de <http://www.futured.es/wp-content/uploads/downloads/2013/02/Development-of-the-Smart-Grids-in-Spain.pdf>
- Botsford, C., & Szczepanek, A. (2009). Fast Charging vs. Slow Charging: Pros and Cons for the New Age of Electric Vehicles. In *Proceedings of the EVS24 International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium*. Stavanger.
- Bouffard, F. (2010). The challenge with building a business case for smart grids. *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*. Minneapolis.
- Boulanger, A., Chu, A., Maxx, S., & Waltz, D. (2011). Vehicle electrification: Status and issues. *Proc. IEEE*, 1116–1138.
- BP Chair on Energy and Sustainability. (2012). *Observatory of Energy and Sustainable Development in Spain 2012*. Universidad Pontificia de Comillas. Recuperado el 13 de Julio de 2013, de http://www.upcomillas.es/Centros/bp/Documentos/Actividades/Observatorio/Marzo2013/Informe_Observatorio2012_web.pdf
- Brown, S., Pyke, D., & Steenhof, P. (2010). Electric vehicles, the role and importance of standards in an emerging market. *Energy Policy*, 3797–3806.
- California Independent System Operator. (2010). *Smart Grid Roadmap*. Recuperado el 12 de Junio de 2015, de Southern California Edison: <http://www.caiso.com/informed/Pages/CleanGrid/SmartGridRoadmap.aspx>
- Camus, C., & Farias, T. (2012). The electric vehicles as a mean to reduce CO2 emissions and energy costs in isolated regions. The São Miguel (Azores) case study. *Energy Policy*, 153–165.
- Camus, C., Farias, T., & Esteves, J. (2011). Potential impacts assessment of plug-in electric vehicles on the Portuguese energy market. *Energy Policy*, 5883–5897.
- Chademo. (2013). *Alsace Energy Corridor. The Installation of the First Rapid Charging Terminal*. Obtenido de Chademo: <http://www.chademo.com/wp/wp-content/uploads/2012/12/June2012-ALSACEENERGYCORRI>
- Chademo association. (2013). *CHAdEMo Association. CHAdEMo Global Deployments*. Obtenido de Chademo.com: <http://www.chademo.com/wp/blog/2013/01/06/346/>

- Chen, S. (2012). Sizing of Energy Storage for Microgrids. *IEEE Trans on Smart grid*, 142 - 151
- Chengke Zhou, K. Q. (2011). Modeling of the Cost of EV Battery Wear Due to V2G Application in Power Systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 26(4), 1041 - 1050.
- Cifuentes, J. S. (2014). La movilidad eléctrica para un futuro con menos CO2. *Renisla 2014*. El Hierro.
- Cisco. (2009). *Cisco Smart Grid*. Recuperado el 9 de Junio de 2015, de https://www.youtube.com/watch?v=yGk13U_kgGM
- Clarke, J., & al. (2002). Simulation assisted control in building energy management systems. *Energy and Buildings* (34), 933-940.
- Collins, J. (2001). *Good to Great*. New York: HarperCollins.
- Colmenar, A. (2012). EU plans for renewable energy. An application to the Spanish case. *Renewable Energy*, págs. 320-330.
- Colmenar, A. (2013). Distributed Generation: The Definitive Boost for Renewable Energy in Spain. *Renewable Energy*, 354-364.
- Colmenar-Santos, A. (2012). Profitability analysis of grid-connected photovoltaic facilities for household electricity self-sufficiency. *Energy Policy*, 749-764.
- Commission, E. (2009). *Directive 2009/33/EC of the European Parliament and the Council of 23 April 2009 on the promotion of clean and energy-efficient road transport vehicles*. Off. J. Eur Union, L120, 5–12.
- Commission, E. (2013). *EU launches clean fuel strategy*. Recuperado el 20 de Enero de 2015, de http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-40_en.htm
- Cossi, A. M., Romero, R., & Sanches Mantovani, J. R. (2009). Planning and Projects of Secondary Electric Power Distribution Systems. *IEEE Trans on power systems*, vol. 24, no. 3.
- Council of European Energy Regulators. (2014). *CEER Status Review on European Regulatory Approaches Enabling Smart Grids Solutions ("Smart Regulation")*. Bruselas: Council of European Energy Regulators.

- Cowan, R. (1996). Escaping Lock-in: The Case of the Electric Vehicle. . *Technology Forecasting and Social Change*, 61-79.
- Crispim, J., Braz, J., Castro, R., & Esteves, J. (2014). Smart Grids in the EU with smart regulation: Experiences from the UK, Italy and Portugal. *Energy Policy*, 31(December), 85-93. Obtenido de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178714000678>
- Damon, T. (2010). Smart grid business case: Justifying the value proposition. *Smart Grid 2010: Making it a reality, IET Conference on*. London.
- Dirección General de Tráfico, DGT.(2014) Recuperado el 20 de Diciembre de 2014, de <http://www.dgt.es/es/seguridad-vial/estadisticas-e-indicadores/parque-vehiculos/prov-y-tipos-vehiculos/>
- Dijk, M., Orsato, R., & Kemp, R. (2013). The emergence of an electric mobility trajectory. *Energy Policy* 2013, 135–145.
- Dirkman, J. (2014). *Developing a Roadmap to a Smarter Utility*. Schneider Electric. Obtenido de http://www.schneider-electric.com/ww/en/download/document/998-2095-10-28-14AR0_EN
- DOE/NETL. (2010). *Smart Grid Principal Characteristic Enables New Products, Services, and Markets*. DOE/NETL.
- E. M. Lightner and S. E. Widergrenrid. (2010). An Orderly Transition to a Transformed Electricity System. *IEEE Trans. on smart grid*, VOL. 1, no. 1, pp. 3-10, June 2010, Vol. 1(June), pp. 3-10.
- Edison Electric Intitute (EEI). (2015). *EEI. A Smart Grid. A Powerful Future*. (EEI) Recuperado el 9 de Junio de 2015, de <http://smartgrid.eei.org/Pages/FAQs.aspx#grid>
- Ehsani, M., Fahali, M., & Lottiffard, S. (2012). Vehicle to grid services: Potential and applications. *Energies*, 4076–4090.
- Endesa. (2015). *Las Redes Inteligentes*. (Endesa) Recuperado el 9 de Junio de 2015, de <http://www.endesasmartgrids.com/index.php/es/las-redes-inteligentes>
- Endesa. (2015). *Smartcity Málaga: un modelo de gestión sostenible para las ciudades del futuro*. Recuperado el 10 de Junio de 2015, de

http://www.endesa.com/es/conoceendesa/lineasnegocio/principalesproyectos/Malaga_SmartCity

- Enel. (2015). *Telegestore - Italy*. (Enel) Recuperado el 10 de Junio de 2015, de http://www.enel.com/en-GB/innovation/smart_grids/smart_metering/telegestore/
- EPRI. (2008). *Characterizing and Quantifying the Societal Benefits Attributable to Smart Metering Investments*. Palo Alto: EPRI.
- EPRI. (2010). *Methodological Approach for estimating the benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects*. EPRI.
- EPRI. (2011). *Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid. A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid*. EPRI.
- EPRI. (2011). *Smart Grid Resource Centre*. (Electric Power Research Institute, Inc) Recuperado el 1 de Junio de 2015, de <http://smartgrid.epri.com/>
- EPRI. (2014). *IntelliGridSM Initiative*. Obtenido de <http://intelligrid.epri.com>
- Ernst&Young. (2012). *Smart Grid: A race worth winning?* Recuperado el 9 de Junio de 2015, de [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Smart-Grid-A-race-worth-winning/\\$FILE/EY-Smart-Grid-a-race-worth-winning.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Smart-Grid-A-race-worth-winning/$FILE/EY-Smart-Grid-a-race-worth-winning.pdf)
- European Commission. (2006). *Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential*. Recuperado el 10 de Mayo de 2014, de <http://ec.europa.eu/>
- European Commission. (2009). *Directive 2009/33/EC of the European Parliament and the Council of 23 April 2009 on the promotion of clean and energy-efficient road transport vehicles*. Brussels: Off. J. Eur. Union 2009, L120, 5–12.
- European Commission. (2011). *Smart Grids: from innovation to deployment*. Recuperado el 13 de Junio de 2015, de <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0202:FIN:EN:PDF>
- European Commission, B. (2006). *SmartGrids (2006): European SmartGrids technology platform. Vision and strategy for Europe's electricity networks of the future*. DG Research.

- European Technology Platform SmartGrids. (2010). *Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future*. Recuperado el 9 de Junio de 2015, de http://www.smartgrids.eu/documents/SmartGrids_SDD_FINAL_APRIL2010.pdf
- Falahi, M., Ehsani, M., Xie, L., & Butler-Purry, K. (2013). Potential power quality benefits of electric vehicles. . *IEEE Trans. Sustain. Energy*, 1016–1023.
- Farhangi, H. (2010). The path of the smartgrid. *IEEE power & energy magazine*(January/February), pp. 18-28.
- Farrington, R., & Rugh, J. (2010). *Impact of Vehicle Air-Conditioning on Fuel Economy, Tailpipe Emissions, and Electric Vehicle Range* . NREL. Recuperado el 10 de Octubre de 2013, de <http://www.nrel.gov/docs/fy00osti/28960.pdf>
- Faruqui, A., Harris, D., & Hledik, R. (2010). Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU's smart grid investment. *Energy Policy*, 38(10), 6222-6231. Recuperado el 19 de Junio de 2015, de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421510004738>
- Fastned. (2013). *Fastned Fast-Charging Plan*. Obtenido de Fastned: <http://www.fastned.nl>
- Fleetcarma. (2013). Webinars. The Truth about EVs in Hot and Cold Weather, Real Fleet Findings. Recuperado el 2013 de julio de 15, de <http://www.fleetcarma.com/en/Resources/Webinars>
- Fox-Penner, P. (2009). *Return of the Energy Services Model: How Energy Efficiency, Climate Change, and Smart Grid Will Transform American Utilities*. Brattle Group.
- Fox-Penner, P. (2010). *Smart Power*. Island Press.
- Francis Mwasilu, J. J.-K.-W. (2014). Electric vehicles and smart grid interaction: A review on vehicle to grid and renewable energy sources integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 34 (Junio 2014), 501-516.
- Franke, T., Neumann, I., Bühler, F., Cocron, P., & Krems, J. (2012). Experiencing range in an electric vehicle: Understanding psychological barriers. . *Appl. Psychol...*, 368–391.
- Futured. (2015). *Plataforma Española de redes eléctricas*. (Futured) Recuperado el 12 de Junio de 2015, de <http://www.futured.es/>

- Galvin, R. Y. (2009). *Perfect Power: How the Microgrid Revolution will unleash cleaner, greener, more abundant energy*. McGraw-Hill.
- Giordano, V. (2012). *Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of smart Grid Projects*. DG Ener & JRC Reports.
- Giordano, V., & Fulli, G. (2012). A business case for Smart Grid technologies: A systemic perspective. *Energy Policy*, 40, 252-259.
- Giordano, V., Gangale, F., Fulli, G., & Sánchez Jiménez, J. (2013). *Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments*. Joint Research Centre.
- Gobierno de España. (2007). *Agencia Establ Boletín Oficial del Estado*. Recuperado el 12 de Junio de 2015, de http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2007-22458
- Google. (2015). *Google Académico*. (Google) Recuperado el 10 de Junio de 2015, de <https://scholar.google.com>
- Google. (2015). *Google Ngram Viewer*. (Google) Recuperado el 15 de Enero de 2014, de <https://books.google.com/ngrams>
- Gridwise. (2009). *Environmental Benefits of Interoperability: The Road to Maximizing Smart Grid's Environmental Benefit*. GridWise™ Architecture Council.
- GridWise Architecture Council. (2015). *GridWise Transactive Energy Framework 1.0*. Richland: Gridwise. Recuperado el 13 de Junio de 2015, de http://www.gridwiseac.org/pdfs/te_framework_report_pnnl-22946.pdf
- Grijalva, S., & Umer Tariq, M. (2011). Prosumer-Based Smart Grid Architecture Enables a Flat, Sustainable Electricity Industry. *IEEE Conference on SG technologies*. Anaheim: IEEE.
- Grupo Tecma Red S.L. (2015). *Congreso Smart Grids*. (Grupo Tecma Red S.L.) Recuperado el 12 de Junio de 2015, de <http://www.congreso-smartgrids.es/>
- Gustavo A. Marrero, F. J.-R. (2010). Electricity generation cost in isolated system: The complementarities of natural gas and renewables in the Canary Islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14 (9), 2808–2818.
- Hanafy, R. M. (2012). *Energy efficient management and optimization strategies in office buildings*. Kassel.

- Hartmann, N., Oezdemir, E., Goyns, P., & Eltrop, L. (2009). Modeling the Plug-in Availability and Calculation of Energy Storage Potential of Electric Vehicles in Germany. *Proceedings of the EVS24 International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium*. Stavanger.
- Heydt, G. (2010). The Next Generation of Power Distribution Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 3.
- Iberdrola. (2015). *Redes inteligentes*. (Iberdrola) Recuperado el 9 de Junio de 2015, de <http://www.iberdroladistribucionelectrica.com/webibd/corporativa/iberdrola?IDPAG=ESSOCDISRED>
- IEEE. (28 de 5 de 2010). *IEEE Spectrum*. Recuperado el 12 de Junio de 2015, de <http://spectrum.ieee.org/energy/environment/maltas-smart-grid-solution>
- IEEE. (2011). *IEEE Standards Association*. Recuperado el 15 de Mayo de 2015, de <http://standards.ieee.org/findstds/standard/2030-2011.html>
- IEEE. (2015). *IEEE Smart Grid*. (IEEE) Recuperado el 20 de Mayo de 2015, de smartgrid.ieee.org
- IEEE. (2015). *IEEEExplore Digital Library*. (IEEE) Recuperado el 10 de Junio de 2015, de <http://ieeexplore.ieee.org/>
- IEEE. (2015). *IEEEExplore IEEE Transactions on Smart Grid*. (IEEE) Recuperado el 10 de Junio de 2015, de <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/RecentIssue.jsp?punumber=5165411>
- International Electrotechnical Commission. (2010). *IEC Smart Grid Roadmap*. Recuperado el 12 de Junio de 2015, de http://www.iec.ch/smartgrid/downloads/sg3_roadmap.pdf
- International Energy Agency. (2011). *Technology Roadmap. Smart Grids*. Paris: IEA.
Obtenido de http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf
- International Energy Agency. (2015). *How2Guide for Smart Grids in Distribution Networks*. Paris: OECD/IEA.
- Invision App*. (2015). (Invision) Recuperado el 30 de Junio de 2015, de <http://www.invisionapp.com/>

- Ipakchi, A., & Albuyeh, F. (2009). Grid of the Future, Are we ready for the smart grid? *IEEE power & energy magazine*.
- ISGAN. (2014). *2014 Edition: Smart Grid drivers and technologies by country, economies, and continent*. ISGAN.
- ISGAN, International Smart Grid Action Network. (2015). *ISGAN, International Smart Grid Action Network*. Recuperado el 12 de Junio de 2015, de Clean Energy Ministerial: <http://www.iea-isgan.org/>
- Ishaveien. (2013). *Ishavsveien Project*. Obtenido de Ishaveien: <http://www.ishavsveien.no>
- J. Villar, C. A. (2012). Impact of plug-in-electric vehicles penetration on electricity demand, prices and thermal generation dispatch. *9th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. Florence.
- J. Villar, C. A. (2014). Wind and solar integration with plug-in electric vehicles smart charging strategies. *2014 11th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. Cracow.
- J. Villar, I. T. (2013). Cost-benefit analysis of plug-in electric vehicles penetration. *10th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. Stockholm.
- Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, IET. (2014). *Mapping of European smart grid projects, Research and Demonstration*. Obtenido de ses.jrc.ec.europa.eu: ses.jrc.ec.europa.eu
- Kelly, J., Rouse, G., Nechas, R., & Wirth, A. (2012). *Investing in Grid Modernization: The business case for Empowering Consumers, Communities and Utilities*. Perfect Power Institute.
- Klose, F., Kofluk, M., Lehrke, S., & Rubner, H. (2010). *Towards a distributed Power World*. Boston: Boston Consulting Group. Obtenido de <https://www.bcg.com/documents/file51254.pdf>
- Korean Smart Grid Institute. (2014). *Smart grids Energy independence and security act. & Smart Grid Demonstration Program (SGDP)*. Obtenido de Smart Grid Roadmap website: www.smartgrid.or.kr
- Lasseter, R. H. (2002). Microgrids. *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting*, (págs. 305–308).

- Leahy, P., & Floey, A. (2011). Impact of Weather Conditions on Electric Vehicle Performance. *Proceedings of the ITRN2011*. Cork: University College Cork.
- Lewis, P. (2013). *Smart Grid 2013 Global Impact Report*. San Francisco: Ventyx, an ABB Company. Recuperado el 19 de Junio de 2015, de <http://www.smartgridimpact.com/>
- Li, F., Qiao, W., Sun, H., Wan, H., Wang, J., Xia, Y., Zhang, P. (2010). Smart Transmission Grid: Vision and Framework. *IEEE Trans. on smart grid*, vol. 1, no. 2.
- Lightner, E., & Widergren, S. (2010). An Orderly Transition to a Transformed Electricity System. *IEEE Trans. on smart grid*, Vol. 1, no. 1, pp. 3-10.
- Liu, J. (2012). Electric vehicle charging infrastructure assignment and power grid impacts assessment in Beijing. *Energy Policy*, 544-557.
- Lu, N., Du, P., Paulson, P., Greitzer, F., Guo, X., & Hadley, M. (2011). The Development of a Smart Distribution Grid Testbed for Integrated Information Management Systems. *Power and Energy Society General Meeting* (págs. 1-8). San Diego: IEEE.
- Lund, E., & Kempton, W. (2008). Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G. *Energy Policy*, 3578–3587.
- Massoud Amin, S., & Wollenberg, B. F. (2004). Towards a Smart Grid. *IEEE P&E Magazine*, 3(5), 34-41.
- Mater, J., & Drummond, R. (2009). *A Smart Grid Interoperability Maturity Model Rating System Predicting “Plug and Play” Integration Probability*. QUALITYLOGIC INC. and DRUMMOND GROUP INC.
- McKinsey&Company. (2010). *Can the Smart Grid live up to its expectations?* (McKinsey&Company) Recuperado el 9 de Junio de 2015, de http://www.mckinsey.com/client_service/electric_power_and_natural_gas/latest_thinking/mckinsey_on_smart_grid
- MG team (actual SGIS), N. (2009). *Building a Smart grid Business case*. Albany: NTEL. Obtenido de http://www.netl.doe.gov/File%20Library/research/energy%20efficiency/smart%20grid/whitepapers/Whitepaper_Building-A-Smart-Grid-Business-Case_APPROVED_2009.pdf
- MG team (actual SGIS), N. (2009). *Building a Smart grid Business case*. NTEL.

- Miller, J. (2009). *Smart Grid Concepts*. Recuperado el 5 de Junio de 2015, de <http://www.trade.gov/td/energy/Smart%20Grid%20Modern%20Grid%20Strategy%20Team.pdf>
- Minetur, Ministry of Industry, Commerce and Tourism of Spain. (2010). *Electrical Vehicle Impulse Strategy*. Madrid: Minetur.
- Ministerio de Fomento de España. (2013). *Red de Carreteras del Estado, Mapa de intensidades 2011*. Obtenido de http://www.fomento.es/MFOM/LANG_CASTELLANO/DIRECCIONES_GENERALES/CARRETERAS/TRAFFICO_VELOCIDADES/MAPAS/2011/NACIONAL/
- Ministry of Industry, E. a. (2014). *www.minetur.gob.es, Planificaci'on Electricidad y gas 2014/2020*. Recuperado el 15 de Enero de 2015, de <http://www.minetur.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygas/desarrollo2014-2020/Documents/Documento%20COMPLETO.pdf>
- Ministerio de Industria Turismo y Comercio. (2013). *Geoportal Gasolineras*. Obtenido de <http://geoportalgasolineras.es/>
- Molderink, A., Bakker, V., Bosman, M. G., Hurink, J., & Smit, G. J. (2010). Management and Control of Domestic Smart Grid Technology. *IEEE Trans. on smart grid*, pág. 109.
- Moore, D., & McDonnell, D. (2007). *Smart grid vision meets distribution utility reality*. *Elect. Light Power*.
- Muencha, S., Thusb, S., & Guenthera, E. (2014). What hampers energy system transformations? The case of smart grids. *Energy Policy*, 73 (October), 80-92.
- National Electric Manufacturers Association, NEMA. (2015). *What is a Smart Grid?* Recuperado el 9 de Junio de 2015, de <http://www.nema.org/Policy/After-the-Storm/Pages/What-is-a-Smart-Grid.aspx>
- NETL. (2009). *A Compendium of Smart Grid Technologies*. NETL.
- NIST (2013). *Smart Grid, A beginners guide*. (National Institute of Standards and Technology (NIST)) Recuperado el 1 de Mayo de 2015, de <http://www.nist.gov/smartgrid/beginnersguide.cfm>
- NIST (2015). *NIST Smart Grid Collaboration Wiki*. Recuperado el 8 de Junio de 2015, de <http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/SmartGrid/WebHome>

- NIST, U. S. (2010). *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0*. NIST.
- Paudyal, S., Cañizares, C. A., & Bhattacharya, K. (2011). Optimal Operation of Distribution Feeders in Smart Grids. *IEEE Trans on industrial electronics*, vol. 58, no. 10.
- Pike Research. (2012). *Electric Vehicle Geographic Forecasts 2012*. Pike Research.
- Pike Research. (2012). *Microgrid market forecasts, 2012*. Pike Research.
- R. Romo, O. M. (2015). Power quality of actual grids with plug-in electric vehicles in presence of renewables and micro-grids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 46 (June 2015), 189-200.
- Red Eléctrica de España. (2015). *Qué son las Smartgrid?* (REE) Recuperado el 9 de Junio de 2015, de <http://www.ree.es/es/red21/redes-inteligentes/que-son-las-smartgrid>
- REE. (2015). *www.ree.es*. (Red Electrica de Espana) Recuperado el 28 de January de 2015, de http://www.ree.es/sites/default/files/diptico_canarias.pdf
- Rifkin, J. (2011). *La tercera revolución industrial*. Barcelona: Espasa Libros.
- Salvador Ruiz Romero, A. C. (2012). EU plans for renewable energy. An application to the Spanish case. *Renewable Energy*, 43 (July), 322/330.
- San Román, T., Momber, I., Abad, M., & Sánchez Miralles, Á. (2011). Regulatory framework and business models for charging plug-in electric vehicles: Infrastructure, agents, and commercial relationships. . *Energy Policy 2011*, 6360–6375.
- Sánchez, A., Gómez, T., Fernández, I., & Calvillo, C. (2014). Business models towards the Effective Integration of Electric Vehicles to the grid. *IEEE Intelligent transportation systems magazine*, 6(4), 45-56.
- Sao, C., & Lehn, P. (2008). Control and Power Management of Converter Fed Microgrids. *IEEE Trans. On Power Systems*, Vol. 23, N. 3.
- Schneider Electric. (2015). *Smart Grid; Schneider Electric Vision*. (Schneider Electric) Recuperado el 9 de Junio de 2015, de <http://www2.schneider-electric.com/sites/corporate/en/group/energy-challenge/smart-grid.page>

- Schroeder, A., & Traber, T. (2012). The economics of fast charging infrastructure for electric vehicles. . *Energy Policy*, 136-144.
- SGIC. (2014). *Project Map*. Obtenido de Smart Grid Information Clearinghouse: www.sgiclearinghouse.org/ProjectMap
- SGIS, N. (2011). *Sharing Smart Grid Experiences through Performance Feedback*. Albany: NETL.
- Shen, X., Choi, B., Zhuang, W., & Liang, H. (2012). Towards Optimal Energy Store-Carry-and-Deliverfor PEHVs via V2G System. *IEEE Infocom*.
- Siemens. (2015). *Siemens Smart Grid and Energy Automation*. (Siemens) Recuperado el 9 de Junio de 2015, de <http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/Pages/Default.aspx>
- Simab, M., & Haghifam, M. (2010). Using Integrated Model to Assess the Efficiency of Electric Distribution Companies. *IEEE Trans. on power systems*, vol. 25, no. 4.
- Software Engineering Institute, C. M. (2014). *Smart Grid Maturity Model*. Recuperado el 10 de Junio de 2015, de Software Engineering Institute: www.sei.cmu.edu/smartgrid/
- Sweda, T., & Klabjan, D. (2011). An Agent-Based Decision Support System for Electric Vehicle Charging Infrastructure Deployment. In Proceedings of the IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), *IEEE Proceedings Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)* (págs. 1-5). Chicago, IL: IEEE.
- The Climate Group. (2008). *Smart 2020*. Brussels: Global eSustainability Initiative (GeSI). Obtenido de <http://www.smart2020.org/publications/>
- Turcksin, L., Mairesse, O., Macharis, C., & van Mierlo, J. (2013). Encouraging environmentally friendlier cars via fiscal measures: General methodology and application to Belgium. *Energies*, 471–491.
- Tushar, W., Saad, W., Poor, H. V., & Smith, D. B. (2012). Economics of Electric Vehicle Charging: A Game Theoretic Approach. *IEEE Trans on smart grid* (99), 1767-1778. Recuperado el 19 de Junio de 2015, de http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=6295695&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs_all.jsp%3Farnumber%3D6295695
- UK Government Ofgem. (2014). *Smart Grid Vision and Routemap*. London: Department of Energy and Climate change. Obtenido de

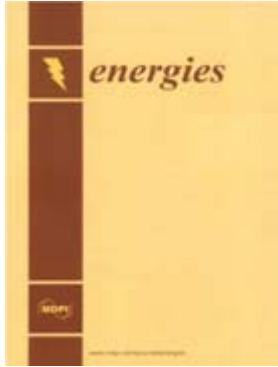
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/285417/Smart_Grid_Vision_and_RoutemapFINAL.pdf

- Umez, K., & Noyama, H. (2010). Air-Conditioning System for Electric Vehicles (i-MIEV). . *Proceedings of the SAE Automotive Alternate Refrigerant Systems Symposium*. Scottsdale: SAE.
- United Nations. (2007). *Buildings and Climate Change Status, Challenges and opportunities*. Paris: United Nations Environment Programme.
- United States Department of Energy, Office of Electricity Delivery and Energy Reliability. (2010). *The Smart Grid: An Introduction*. DOE.
- United States Congress. (2007). *Energy Independence and Security Act (EISA)*. Washington DC: PUBLIC LAW 110-140—DEC. 19, 2007.
- US Department of Energy, DOE. (2015). *Smart Grid Project Information*. Recuperado el 12 de Junio de 2015, de <https://www.smartgrid.gov/project/>
- Villefrance, R., Brandt, J., Eriksen, P., & Jorgensen, H. B. (2013). Smart grid business case for private homes. *Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE)*. Copenhagen.
- Virginia Tech. (2013). *Smart Grid Information Clearinghouse*. Recuperado el 20 de February de 2015, de www.sgiclearinghouse.org
- Wade, N. S., Taylor, P. C., Lang, P. D., & P, J. (2010). Evaluating the benefits of an electrical energy storage system in a future smart grid. *Energy Policy*, 38 (11), 7180-7188. Obtenido de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421510005756>
- Wang, H., & Huang, Q. (2011). A novel structure for smart grid Oriented to low-carbon energy. *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2011 IEEE PES* (págs. 1-8). Anaheim: IEEE.
- World Economic Forum, S. G. (2009). *Accelerating Smart grid investment*. World Economic Forum.
- World Economic Forum, Smart Grid Task Force, in partnership with Accenture. (2010). *Accelerating successful smart grid pilots*. World Economic Forum.

- Xcel Energy. (February de 2008). *Xcel Energy Smart Grid*. Recuperado el 6 de Junio de 2015, de <http://www.e-renewables.com/documents/Smart%20Grid/Xcel%20Energy%20Smart%20Grid.pdf>
- Xu, H., Miao, S., Zhang, C., & Shi, D. (2013). Optimal placement of charging infrastructures for large-scale integration of pure electric vehicles into grid. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 159–165.
- Zahra, S. A., & Covin, J. G. (1993). Business strategy, technology policy and firm performance. *Strategic Management Journal*, 14 (6), 451-478. Obtenido de <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/smj.4250140605/abstract>
- Zeineldin, H., El-Saadany, E., & Salama, M. (2005). Intentional islanding of distributed generation. *Proc. IEEE Power Eng. Soc. General Meeting* (págs. 653–659). IEEE.
- Zero Emission Resource Organisation (ZERO). (2012). *Taking Charge. Introducing Fast Chargers in Norway*. Oslo: ZERO. Recuperado el 25 de Julio de 2013, de <http://www.zero.no/FC1E25BD-4B49-4146-9272-4F9F680849DB/FinalDownload/DownloadId-6BC26B10165D518C559395C8F1956>
- Zhou, D., & Hong Park, S. (2012). Simulation-assisted management and control over building energy efficiency – a case study. *Energy Procedia*, 14 (2012), 592-600.

Anexo I: Publicaciones en el desarrollo de la Tesis

En revistas internacionales:




Planning Minimum Interurban Fast Charging Infrastructure for Electric Vehicles:

Methodology and Application to Spain

Energies. February 2014; Volume 7, Issue 3, Pages 1207-1229
Antonio Colmenar-Santos, Carlos de Palacio, David Borge-Diez, Oscar Monzón

<http://dx.doi.org/10.3390/en7031207>

 FI 2014: **2.072**



A Methodology for Assessing Islanding of Microgrids: Between utility dependence and off-grid systems

Energies. May 2015; Volume 8 (5), Pages [4436-4454](#)
Antonio Colmenar-Santos, Carlos de Palacio, Lorenzo Enríquez-García, África López-Rey

<http://dx.doi.org/10.3390/en8054436>

 FI 2014: **2.072**

Comunicaciones publicadas en congresos internacionales:

- “Smart Grid Investment and Technology Roadmap for Power System Planning. Case Study for a Distribution System Operator: EAECSA.” de Palacio Rodriguez, C. ; Power Syst. Div., Asea Brown Boveri S.A. (ABB), Madrid, Spain, Colmenar Santos, A., Borge-Diez, D., Monzón, O. Publicado en: [Energy Conference \(ENERGYCON\), 2014 IEEE International](#), 13-16 May 2014 Page(s): 1162 – 1169, Cavtat, Croatia. Paper DOI: [10.1109/ENERGYCON.2014.6850570](#) Disponible online: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=6850570&queryText%3DSmart+Grid+Investment+and+Technology+Roadmap+for+Power+System+Planning.+Case+Study+for+a+Distribution+System+Operator%3A+ELECSA>
- “Increasing the Contribution of Photovoltaic Systems in Islands' Energy Mix: A Sensitivity Approach”, O.A. Monzón Alejandro, A. Colmenar Santos, D. Borge Díez, C. de Palacio Rodríguez, F. Mur Pérez, M.A. Castro Gil, Pages: 4773 – 4782, ISBN: 3-936338-33-7, Paper DOI: 10.4229/28thEUPVSEC2013-6CV.5.35, Disponible online: <http://www.eupvsec-proceedings.com/proceedings?eventId=14&topicId=107&subtopicId=323&paper=25965>

Otras conferencias:

- “Evolución de un edificio hacia un Smart Building”. II Smart Grid Congress Madrid. 23 de Octubre 2014. Disponible online: <https://www.smartgridsinfo.es/comunicaciones/ii-congreso-sg-evolucion-de-un-edificio-hacia-un-smart-building>
- “Carga ultra-rápida de autobuses eléctricos, solución inteligente para la reducción de emisiones y ruido en el transporte público”, Greencities y sostenibilidad, 2-3 Octubre 2013, Málaga. Disponible online:

http://www.coam.org/pls/portal/docs/PAGE/COAM/COAM_PUBLICACIONES/PDF/Greencities-y-Sostenibilidad.pdf

- “Microrredes, modo isla, off-grid y recomendaciones”, II Congreso de generación distribuida (Genedis), 17 de Abril de 2013, Madrid. Disponible online: <http://www.genedis.es/pdf/16-abb-carlos-de-palacio-fenercom-genedis-2013.pdf>
- “Smart investment on the Smart Grid, a proposed framework”, 2nd International PhD-Day of the AEEE Student Chapter, 14th edition of the Young Energy Economists and Engineers Seminar, 21-22 de Marzo de 2013. Disponible online: http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/AEEE-PhD-Day-2013/20_de_palacio.pdf
- Volante de inercia como solución innovadora de estabilización de Smart Grids con alto contenido de renovables, [I Smart Grid Congress Madrid](#), Octubre 22, 2012, Madrid
- “Solutions for systems with high RE penetration: Stabilization, Grid Integration and Contingency” International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ '12), 28 de Marzo de 2012, Santiago. Disponible online: <http://www.icrepq.com/icrepq'12/Keynote-Carlos%20de%20Palacio.pdf>

Otras publicaciones de difusión:

- “Prosumer Microgrids: How the Smart Grid can be built bottom-up”, Energetica s.XXI, internacional, edición especial Smart Grids, Julio-Agosto 2013. Disponible online: <http://www.energetica21.com/revistas-digitales/julio-agosto-internacional-2013#/54/>
- “Cómo hacemos avanzar a la red eléctrica hacia una red inteligente mediante el uso de electrónica de potencia”, Energética s. XXI, N°144, Octubre 2014. Disponible online: <http://www.energetica21.com/revistas-digitales/octubre-2014#/60/>

- Difusión en blog personal, “Energítaca”. Disponible online: <http://carlosdepalacio.wordpress.com/>

Durante la elaboración de la tesis también se han presentado otros artículos en revistas internacionales, los cuales están en revisión por parte de la revista:

- “Performance analysis of a Superconducting Fault Current Limiter in a power distribution substation”, Antonio Colmenar-Santos, Jose María Pecharromán-Lázaro, Carlos de Palacio, Eduardo Collado
- “Estimating the benefits of V2H in islands: The case of the Canary Islands”, Antonio Colmenar-Santos, Carlos de Palacio, Lorenzo Enríquez-García, Rafael Sebastián-Fernández

El contenido de otros artículos elaborados durante la tesis, pero no aceptados por revistas internacionales no se ha incluido en el presente documento.

Anexo II: Pantallas de encuesta realizada a expertos

La encuesta realizada consiste en 4 páginas, realizada utilizando la aplicación online “SurveyMonkey”. Es posible acceder a ella a través de la web en el link: <https://www.surveymonkey.com/r/DTPYDR9>. A continuación se recogen las pantallas con las preguntas incluidas en la misma.

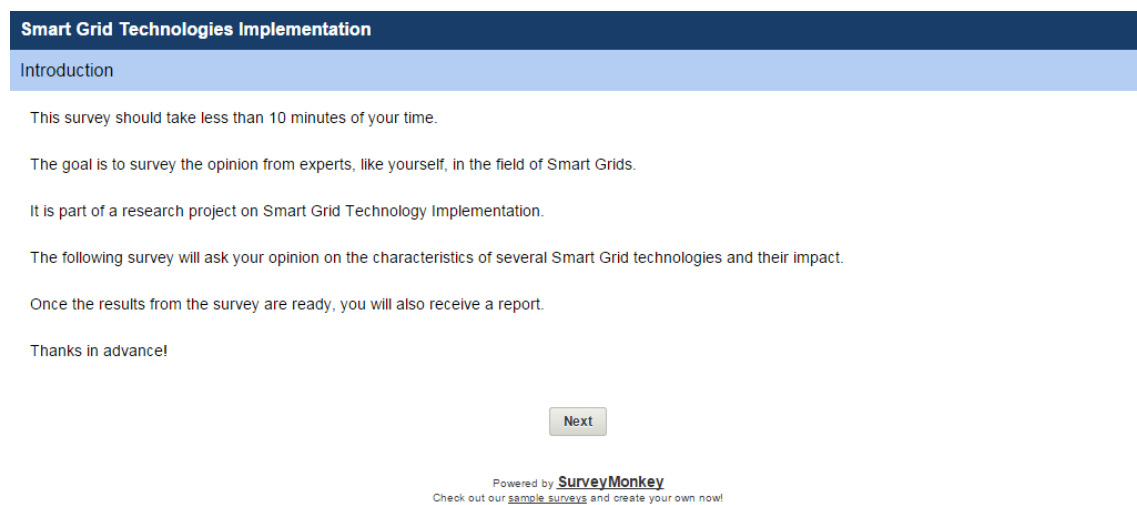


Ilustración 38: Primera página de la encuesta

Smart Grid Technologies Implementation

Smart Grid definition

This starting page will address the Smart Grid definition, and your opinion on the key elements

1. Select the key beneficial principles that, in your opinion, Smart Grids bring (for example, 3 or 4)

- Optimization
- Resiliency
- Quality
- Security
- Efficiency
- Sustainability
- Capacity
- Reliability
- Participation
- Modernization
- Customer service
- Integration
- De-centralization
- Cost-efficiency (Economy)
- Automation
- Bi-directionality
- Flexibility

Other (please specify)

Ilustración 39: Primera parte de la segunda página de la encuesta

2. Please rank the following defining characteristics of the Smart Grid. Which are more important in your opinion?

<input type="checkbox"/> Facilitates low-carbon and distributed generation
<input type="checkbox"/> Bi-directional flow of energy and information
<input type="checkbox"/> Empowers customers to generate and use electricity more efficiently
<input type="checkbox"/> Enables new products and services
<input type="checkbox"/> Ensures reliable operation and delivery
<input type="checkbox"/> Operates efficiently

3. Select the top 3 most important technologies for the Smart Grid

- Renewable technologies
- ICTs (Information and Communication Technologies)
- Smart Metering
- Electric Vehicles
- Energy Storage
- Smart Home Appliances
- Building Automation
- Power Electronics
- Data Management
- Monitoring equipment
- Combined Heat and Power (CHP)
- Microgrids

Other (please specify)

4. If you have additional comments on how the Smart Grid should be defined, what are the most important characteristics or benefits, please tell us:

Ilustración 40: Segunda parte de la segunda página de la encuesta

Smart Grid Technologies Implementation
List of technologies and application benefits

5. What are, in your opinion, the benefits for each of the following Smart Grid technology functions?

	Efficiency	Reliability	Security	Quality	Optimization	Innovation	Sustainability (environmental)	Customer Participation
Substation automation for improved protection	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Distribution automation for improved protection	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Electric Vehicles as distributed Storage (V2G)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Intelligent Meters for reliability	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Virtual Power Plants to integrate DER in energy markets	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Building Automation Systems for energy efficiency	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Home Energy Storage	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Asset Monitoring and Management Systems for maintenance	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Electric Vehicle charging management systems	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Schedule based Management	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Geographic Information Systems for Maintenance	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Advanced Metering Infrastructure for reading and billing	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Self-consumption renewable generation	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Wide Area Monitoring Systems (WAMS) for improved operation	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Home Energy Management Systems for efficiency	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Outage Restoration Systems for reliability	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Virtual Power Plants for energy market participation of Distributed Generation	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Distributed Generation Ancillary Services Provision	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demand Response load-shedding systems for peak-shaving	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
High Voltage Direct Current interconnections	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Time of Usage pricing for peak-shaving	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Flexible AC Transmission Systems (FACTS)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Bulk Energy Storage Systems	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Electric Vehicle to Home Systems (V2H)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Other (please specify):

Ilustración 41: Tercera página de la encuesta

Smart Grid Technologies Implementation

Cost-to-benefit of Smart Grid technologies

This LAST page will address which technologies offer the best cost-to-benefit ratio in your opinion

6. What is your opinion on the cost-to-benefit for each of the following Smart Grid technology functions? (You can base your selection on experience, estimations or your best guess)

	Very positive (a Cost-benefit > 4)	Positive (a Cost-benefit > 2)	Neutral (a Cost-benefit > 1)	Negative (a Cost-benefit < 1)	NA
Substation automation for improved protection	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Distribution automation for improved protection	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Electric Vehicles as distributed Storage (V2G)	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Intanding Microgrids for reliability	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Virtual Power Plants to integrate DER in energy markets	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Building Automation Systems for energy efficiency	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Home Energy Storage	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Asset Monitoring and Management Systems for maintenance	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Electric Vehicle charging management systems	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Software aided Maintenance	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Geographic Information Systems for Maintenance	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Advanced Metering Infrastructure for reading and billing	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Self-consumption renewable generation	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Wide Area Monitoring Systems (WAMS) for improved operation	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Home Energy Management Systems for efficiency	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Charge Receptor Systems for reliability	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Virtual Power Plants for energy market participation of Distributed Generation	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Distributed Generation Ancillary Services Provision	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Demand Response load-shedding systems for peak-shaving	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
High Voltage Direct Current interconnections	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Time of Usage pricing for peak-shaving	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Flexible AC Transmission Systems (FACTS)	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Bulk Energy Storage Systems	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Electric Vehicle to Home Systems (V2H)	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Other (please specify)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Ilustración 42: Cuarta página de la encuesta

Anexo III: Pantallas de aplicación web

Las ilustraciones 33 a 37 de la memoria incluyen varias pantallas de la aplicación. En este anexo se completa la información con las demás pantallas que se han creado del prototipo.

Desde la página principal mostrada en la ilustración 33 se puede acceder al perfil de usuario, como muestra la ilustración 43.

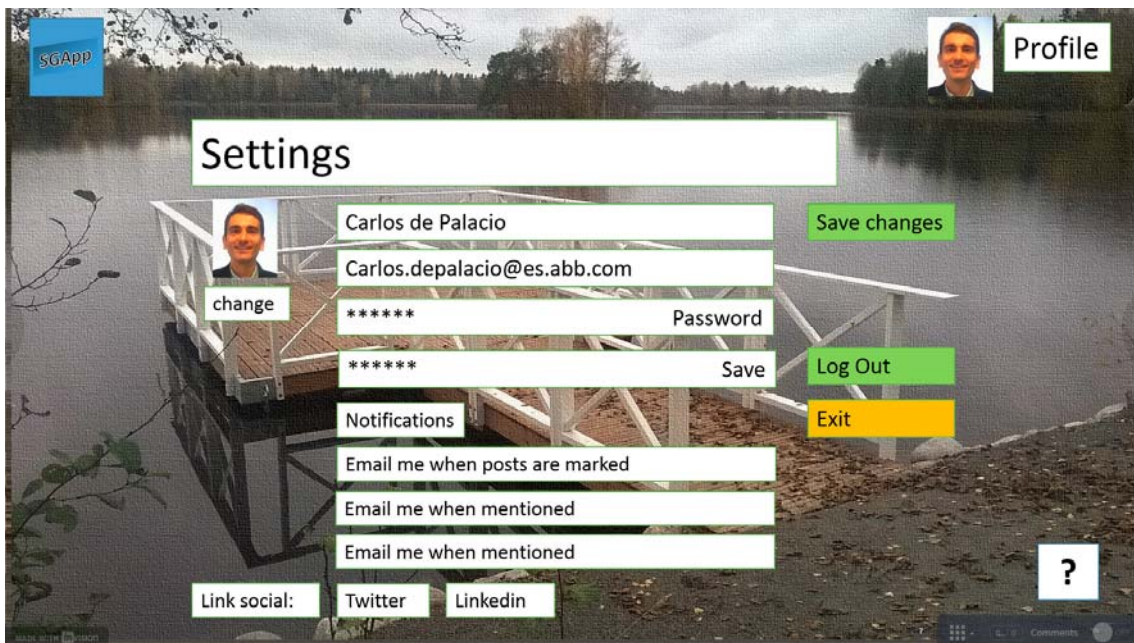


Ilustración 43: Página de perfil de usuario

Una vez guardados los datos de usuario se vuelve a la página principal, pero identificado como usuario, como muestra la ilustración 44.



Ilustración 44: Página principal una vez registrado el perfil de usuario

En el caso de utilizar el log-out se volvería a la pantalla principal sin identificar. Sin embargo, si se utiliza “exit” se ha creado una página de despedida, como muestra la ilustración 45.

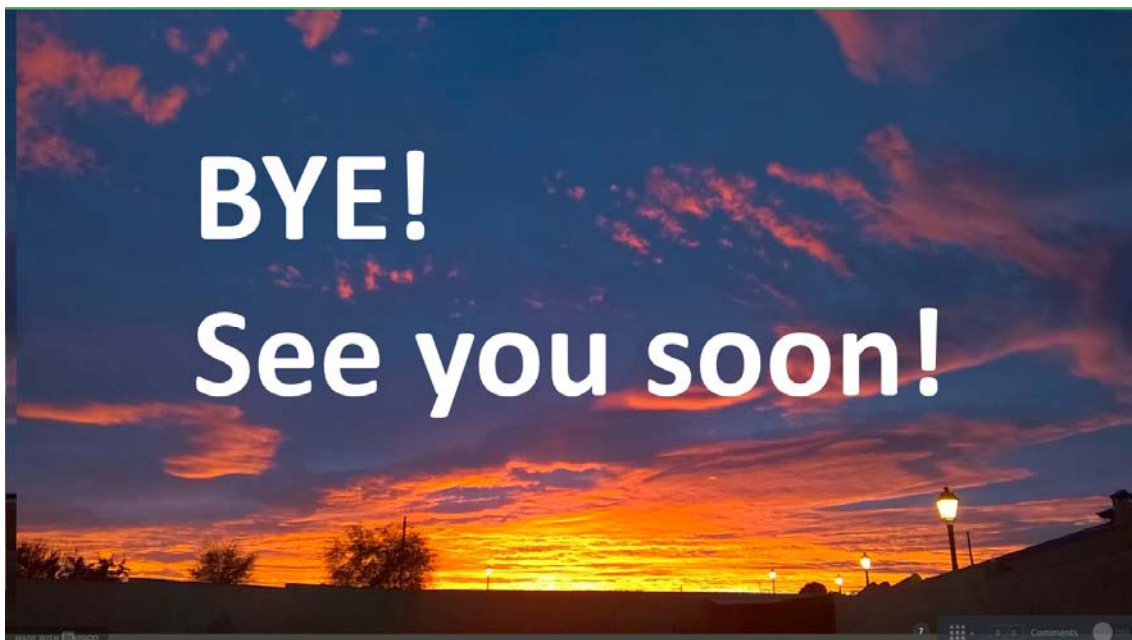


Ilustración 45: Página de despedida/desconexión de la aplicación

Utilizando el icono de SGApp de la esquina superior derecha, se accede a la página principal desde cualquier página de la aplicación. Desde la página principal, se accede a una página explicativa de la aplicación un “acerca de”, como se muestra en la ilustración 46. A este mismo apartado se accede desde el icono de interrogación de cualquier página.



Ilustración 46: Página “acerca de” de la aplicación

Como se ha presentado anteriormente, desde la página principal puede utilizarse el buscador o entrar en los apartados de “know”, “plan” y “share”. En el apartado plan que muestra la ilustración 36, se procede con el siguiente paso que se muestra en la ilustración 47. En esta imagen se muestra un ejemplo de priorización, idéntico al incluido en la sección 4 de la memoria.

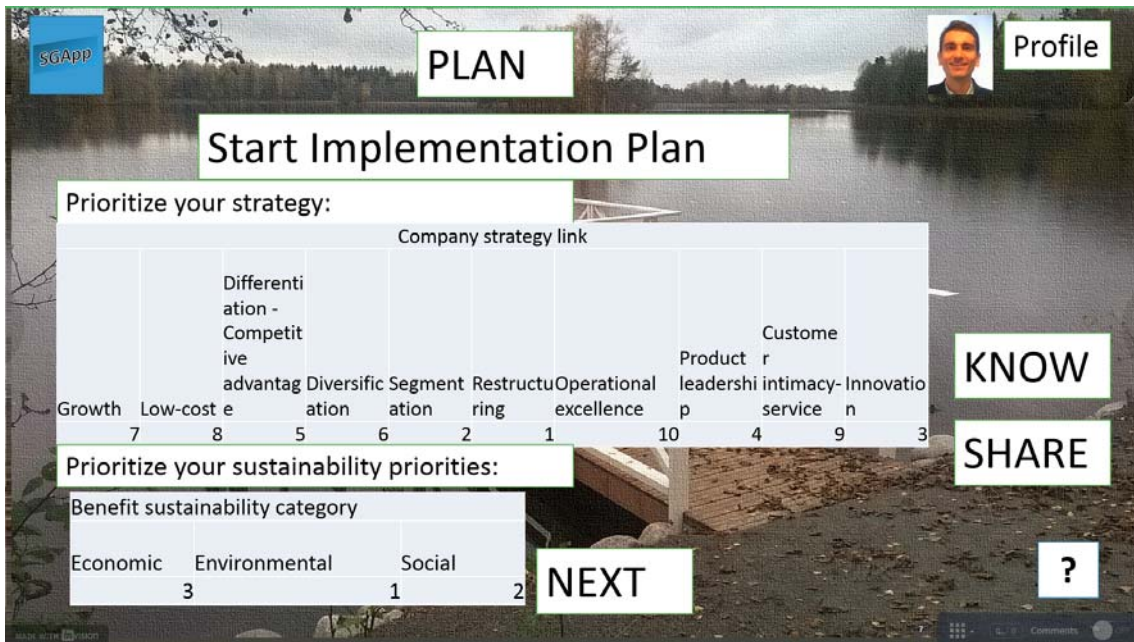


Ilustración 47: Página de priorización en la sección “plan”

Los resultados se mostrarían en el tercer paso, continuando a través del icono de “next”, como muestra la ilustración 48.

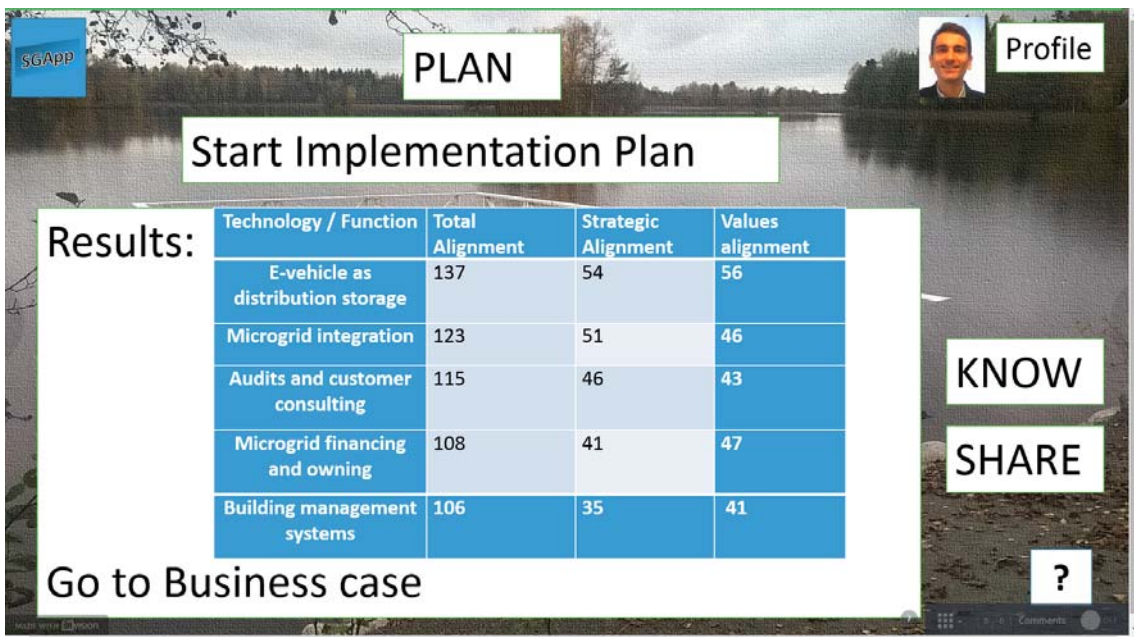


Ilustración 48: Resultados de alineamiento SG

Respecto a la sección “share”, la página principal se muestra en la ilustración 49. Desde esta página se accede a las noticias que se mostraron en la ilustración 37.

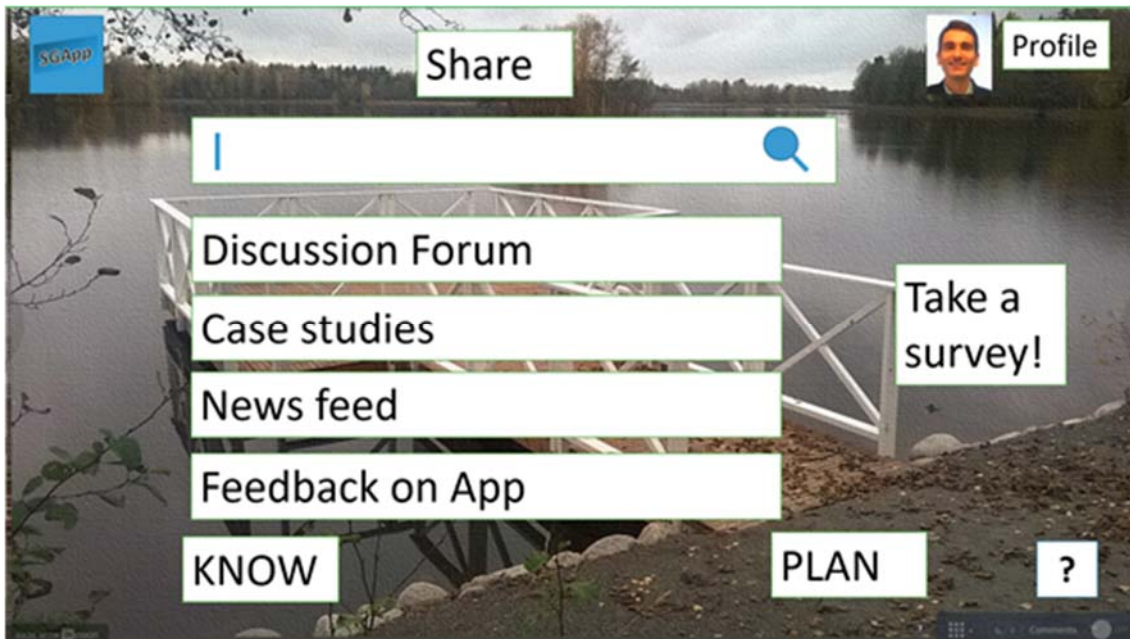


Ilustración 49: Página principal de la sección “share”

También puede accederse al foro de discusión, como muestra la ilustración 50 a modo de ejemplo de discusión.

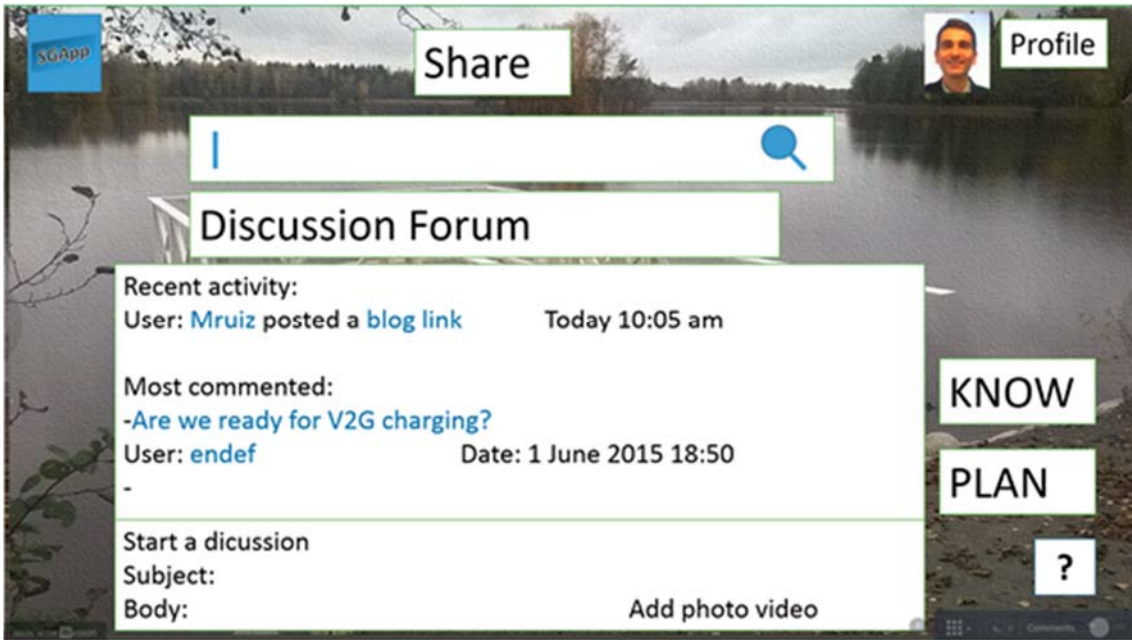


Ilustración 50: Página ejemplo de discusión de la aplicación

Además, se ha incluido la opción de completar la encuesta presentada en la sección 3 de este documento, desde el icono de “take a survey”. Esta pantalla se muestra en la ilustración 51.

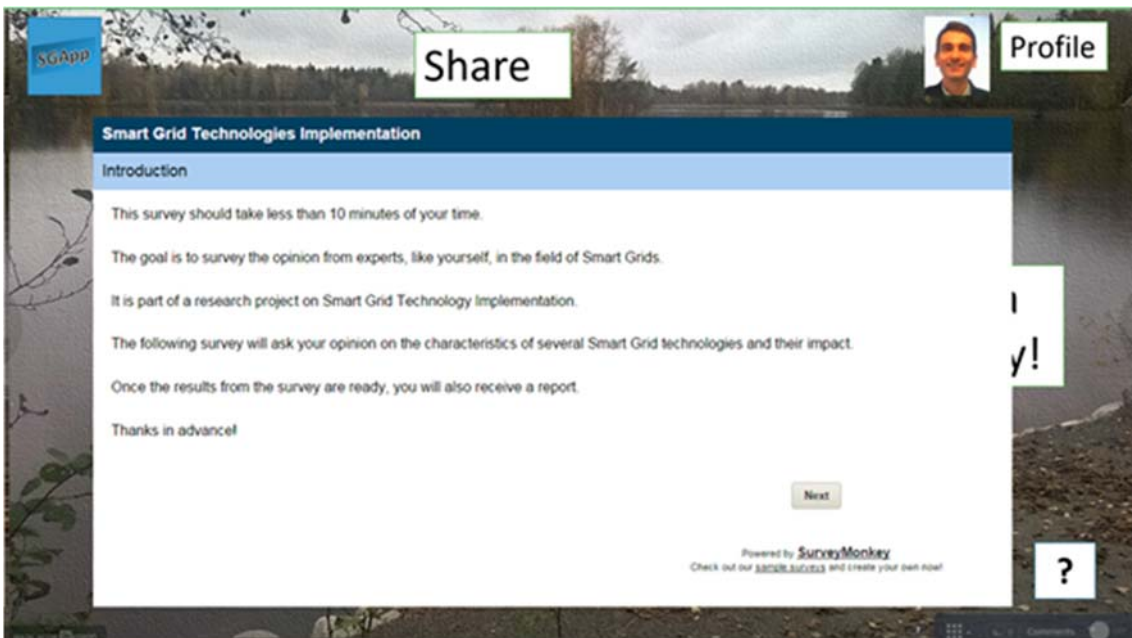


Ilustración 51: Página de encuesta en la aplicación

Las ilustraciones anteriores muestran las páginas creadas para el prototipo. El desarrollo de la aplicación real requeriría complementar con contenido. Además el contenido puede ser creado por los usuarios, por lo que la cantidad de pantallas reales de la aplicación sería muy superior.

Anexo IV: Currículum Vitae

CARLOS DE PALACIO RODRIGUEZ



FORMACION ACADEMICA

- 2008-actual **Doctorando**, Departamento de Electricidad, Electrónica y Control, Escuela Técnica Superior de ingeniería industrial, **UNED**. Elaboración de tesis sobre modelos de decisión e implementación de tecnologías de redes inteligentes (Smart grids)

DEA (Diploma Estudios Avanzados) en 2011, “Protocolos de comunicaciones en redes de distribución y HAN”
- 2008-2009 **Executive MBA**, Master en administración de empresas, **IE Business School**
- 2003-2008 **Licenciado en Ciencias Políticas, UNED**
- 1998-2003 **Ingeniero industrial (Mecánico/Eléctrico), ICAI** (Univ. Pontificia Comillas)
- 2002-2003 5º de Ingeniería Industrial. Intercambio Erasmus/Sócrates, *Munich, Alemania*
- 1986-1998 Colegio Nuestra Señora del Recuerdo, *Madrid*

EXPERIENCIA PROFESIONAL

ABB

- *Desde Julio 2014* *Regional Marketing and Sales Manager FACTS*

Responsable del Mercado Mediterráneo del negocio de FACTS de ABB para las empresas eléctricas de la región.

- Desde Junio 2010 a Julio 2014 *Market Manager, Power Generation Systems*

Responsable del mercado español para la unidad de Sistemas de generación y aguas (>80 M€ de presupuesto) Portafolio: Sistemas renovables, solar, automatización, servicios y sistemas de microrredes. Mercados de exportación indirecta: América del sur, Oriente Medio, África, Japón

- Desde Septiembre 2009 a 2011 *Account Manager, Power Products & Power Systems*

Gerente de ventas para las divisiones de Productos y Sistemas de Potencia. Responsable de cuenta para principales EPCs en energía, agua e infraestructuras (Acciona, FCC, OHL, etc.) para el mercado global (>10 M€ presupuesto)

- 2008-2009 *Product Manager Distribution Automation & Secondary Distribution*

Responsable técnico y de marketing de productos, protecciones de distribución y cabinas de distribución secundaria para España (9 M€ de presupuesto) con un equipo de 3 personas. Fábricas en Finlandia, Noruega e Italia.

- Desde Noviembre 2006 a 2007 *Distribution Automation Local Product Manager*

Responsable técnico y comercial de protecciones de distribución para aplicaciones de media tensión. (500 k€ de presupuesto). Introducción y formación en la nueva familia de productos con protocolo IEC61850.

- Desde Noviembre 2004 a 2006 *Trainee Program, Barcelona-Madrid*

Responsable de proyecto en campaña de reposición (presupuesto de 2 M€) para interruptores de media tensión. Completado exitosamente en plazo y bajo

presupuesto. Formación y gerencia de subcontrata con 5 equipos de 3-5 técnicos.

BOSCH *Ingeniero de calidad cliente, Lliça d'Amunt, Barcelona*

- Enero a Octubre 2004; Ingeniero de calidad, formando parte del equipo de gestión de calidad-clientes en Alemania y España. Experiencia en análisis estadístico de procesos y mejora continua.

DAIMLERCHRYSLER AG *Estudiante de proyecto fin de carrera, Ulm, Alemania*

- Mayo a Septiembre. 2003; Proyecto fin de carrera en centro de investigación. Diseño, simulación y comparativa de sistemas de pila de combustible con reformador de gasolina, para vehículos.

T.U. Munich *Estudiante colaborador Departamento de Fluidos, Munich, Alemania*

- Nov. 2002-Feb. 2003; Alumno colaborador en investigación, departamento de dinámica de Fluidos, proyecto de investigación de movimiento y distribución en columnas de extracción.

IBERDROLA DISTRIBUCIÓN *Estudiante investigador, Madrid*

- Mayo-Agosto 2002; Investigación sobre sistemas recuperadores de energía para pérdidas de transformadores

ALSTOM POWER *Equipo de desarrollo de nueva turbina. Lincoln, Reino Unido*

- Julio 2001; Planes de implementación de sistemas DPM (Direct Part Marking) y Project Data Management (PDM)

EXPERIENCIA DOCENTE

- Ponente en seminarios técnicos sobre FACTS en la región Mediterránea (2014-2015)
- Formador externo ABB University, Curso abierto “Smart Grids” (2014)
- Formador interno red de ventas, Microrredes aisladas y sistemas híbridos, cursos de formación (2013)
- Formador externo ABB University, curso de tecnología termosolar (2011)
- Formador externo en protecciones de distribución (2006-2009)
- Formador interno en protecciones de distribución (2006-2009)

IDIOMAS

- CASTELLANO Lengua materna
- INGLES Nivel excelente, hablado y escrito
- FRANCES Nivel alto, hablado y escrito
- ALEMAN Nivel medio, hablado y escrito